



О НЕДРАХ

НЕ СЕКРЕТНЫЕ
МАТЕРИАЛЫ

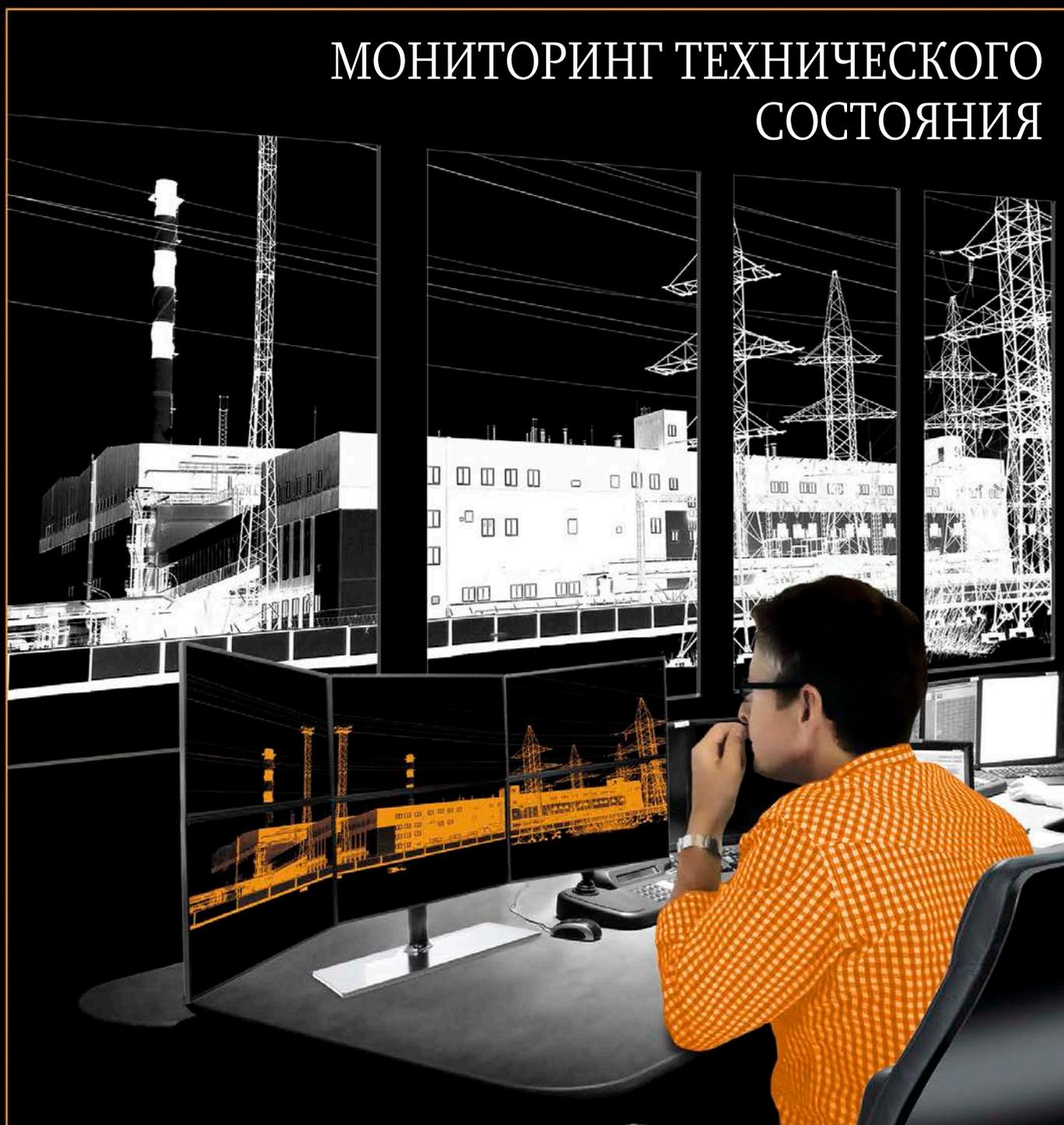
ТЯЖЕЛАЯ
НЕФТЬ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[5] 2013 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ





КУРГАНХИММАШ



Комплексные решения под «ключ» для нефтегазовой отрасли

Унифицированные модули установок подготовки нефти и газа:

- подготовки попутного газа с получением смеси пропана и бутана
- переработки нефти
- отбензинивания газа, газофракционирования и стабилизации конденсата
- гликолевой осушки газа от водяных паров
- сепарации и предварительного обезвоживания нефти
- глубокого обезвоживания и обессоливания нефти

- подготовки пластовой воды для ППД
- подготовки сетевой воды
- и многие другие модули

Установки подготовки нефти и газа по индивидуальным техническим заданиям заказчиков

Блочное компрессорное и насосное оборудование в составе унифицированных модулей

Реализация продукции:

Департаменты нефтегазового оборудования:

г. Москва
(495) 651-67-20
zakaz@td-khm.ru

г. Курган
Тел./факс: (3522) 477-489, 477-306
info@td-khm.ru

Департамент компрессорного оборудования:

г. Москва
(495) 651-67-20
compressor@td-khm.ru

www.td-khm.ru



Не секретные материалы

6



О НЕДРАХ

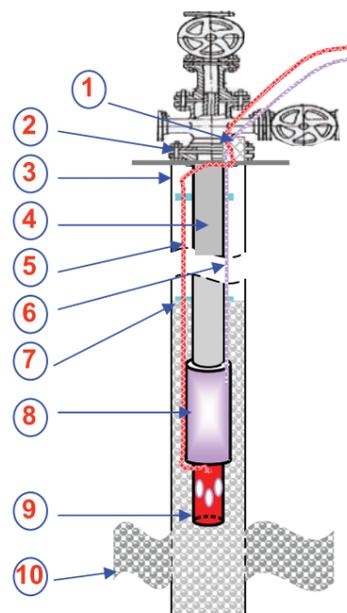
Геологоэкономические проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов и пути их преодоления

18

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4
Еще четыре участка «Газпрому»	8
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Анализ рисков в нефтегазовых проектах	12
Мониторинг технического состояния обсадных колонн скважин автономным магнито-импульсным дефектоскопом	28
Будущее – за комплексными поставками!	36

Энергетика скважины



52

Тяжелая нефть

Масса проблем, груз ответственности и весомые перспективы

64



BELZONA

20 лет в эксплуатации

66

Технологическая революция шестого уклада

40

Энергия атома

48

Попутный нефтяной газ нужен России

56

Мотор Сич: энергетический баланс производства

60

Арктический центр

Кто обеспечит создание объектов сложной морской техники и весомые перспективы



78

Под покрытием

Качественные и долговечные антикоррозионные покрытия



70

Чемпион в тяжелом весе

Новое крупнотоннажное и толстостенное оборудование, освоенное на «Курганхиммаш»

62

Новый взгляд на теплоизоляцию

74

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

85

Россия в заголовках

86

Календарь событий в июне

87

НЕФТЕГАЗ *Life*

88

Специальная секция Классификатор продукции и услуг в НГК

90

Цитаты

96

Проблема водной стихии

Углеводороды в донных отложениях водных объектов

82

122 года назад

В 1891 году В. Г. Шухов изобрел первую в мире промышленную установку термического крекинга нефти.

75 лет назад

В 1938 году открыто одно из крупнейших нефтяных месторождений Бурган с запасами 10 млрд т.

44 года назад

В 1969 году открыто Ямбургское месторождение газа, газового конденсата и нефти.

27 лет назад

В 1986 году Уренгойское месторождение досрочно вышло на проектную мощность.

25 лет назад

В 1988 году Советский Союз достиг нового рекордного уровня добычи в 11,4 млн барр. в день.

24 года назад

В 1989 году Министерство газовой промышленности СССР преобразовано в государственный газовый концерн «Газпром».

21 год назад

В 1992 году в 70 км к северо-востоку от Штокмановского ГКМ открыто Ледовое газоконденсатное месторождение, которое по своим запасам относится к уникальным, расположено на шельфе Баренцева моря.

13 лет назад

В 2000 году открыто одно из крупнейших нефтяных месторождений Кашаган с запасами 4,8 млрд т.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Александр Власов, Анна Игнатьева,
Матвей Тархов, Александра Евдокимова

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Александр Боднар
Дмитрий Аверьянов
Данила Лужин
Артем Аракелов
Шана Косован

Служба технической поддержки
Прибыткин Сергей
Бродский Алексей

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.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

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

Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров



MIOGE

25-28
ИЮНЯ 2013

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



RPGC

11-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

25-27
ИЮНЯ 2013
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



ГЛАВНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ



www.mioge.ru
www.mioge.com

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

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

ЕЩЕ 4 УЧАСТКА ГАЗПРОМУ

Газпром получил 4 участка недр в Баренцевом море без конкурса: Демидовский, Медвежий и Ферсмановский, а также участок недр, включающий Ледовое газоконденсатное месторождение. На этих участках компания будет вести геологические исследования, разведку и добычу углеводородов

Александр Власов

Разовый платеж по Демидовскому участку площадью 1351,2 км² составил 112,182 млн руб. Прогнозные ресурсы газа там составляют 275,496 млрд м³ по категории Д2.

Медвежий участок недр федерального значения имеет площадь 2755,8 км², разовый платеж по нему составил 112,876 млн руб. Прогнозные ресурсы углеводородов в пределах этого участка на основании количественной оценки ресурсов углеводородного сырья РФ по состоянию на 1 января 2009 г. составляют по категории Д1 183,008 млрд м³ газа, 2,306 млн т – геологические запасы конденсата, 2,020 млн т – извлекаемые запасы конденсата.

Разовая выплата по Ферсмановскому составила 601,072 млн руб. Площадь участка 4153,5 км². Перспективные ресурсы газа в его пределах, числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ по состоянию на 1 января 2012 г., составляют 944,71 млрд м³ по категории С3.

По участку недр, включающему Ледовое газоконденсатное месторождение разовая выплата составила 8 млрд 240,505 млн руб. Участок занимает площадь в 1018,4 км². Запасы углеводородного сырья, числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2012 г., составляют по категории С1 91,722 млрд м³ газа, 0,993 млн т – геологические запасы конденсата, 0,845 млн т – извлекаемые запасы конденсата; по категории С2 – 330,395 млрд м³ газа, 3,927 млн т – геологические запасы конденсата, 3,342 млн т – извлекаемые запасы конденсата.

Ранее Газпром подал заявки в Роснедра на получение 20 лицензий на право пользования участками недр в Баренцевом, Карском, Восточно-Сибирском и Чукотском морях, где планирует провести значительный объем геологоразведочных работ. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Сегодня, собственники каждого уважающего себя предприятия знают, что без модернизации нет развития. А раз так, то надо наращивать мощности, заменять оборудование, да не просто старое на новое, а внедрять на производстве последние достижения научной мысли, при этом хорошо, если это производство импортозамещающее. Но всегда ли это так?

Что следует понимать под «правильной» модернизацией?

- 21% Ввод дополнительных мощностей
- 21% Замена старого оборудования на новое
- 26% Внедрение новых научных разработок на производстве
- 24% Строительство импортозамещающих производств
- 9% Любое обновление

Недавно Минприроды решило «выложить в общий доступ» все цифры по запасам углеводородов, чтобы всем стало понятно, сколько в России нефти и газа. Удивительно, конечно, почему это решили сделать только сейчас, ведь очевидные плюсы этого – на лицо. Но, оказывается, могут быть и минусы. Мнения наших респондентов разделились

Надо ли рассекречивать данные по запасам УВ?

- 30% Да, это повысит инвестиционную привлекательность отрасли
- 10% Нет, это снизит стоимость акций компаний
- 40% Да, месторождения будут вырабатывать более полно
- 10% Нет, информация о ресурсах – государственная тайна
- 10% Да, открытость – важная составляющая любого бизнеса

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Системы подготовки газа, дожимные компрессорные станции



Внимание к деталям – от идеи до воплощения



Персонажи

Королев Артемидан

Миллер

Молодцов Лисин

Медведев

Артемьев

Александров

Дворкович

Сечин

Абрамович



Кирилл Валентинович Молодцов

Юрист, экономист-международник

С 1998 г. работает в газовой промышленности и газопереработке

Свободно владеет английским и французским языками

Кирилл Валентинович Молодцов родился в Ленинграде 14 марта 1968 года. Окончил Финансовую Академию при Правительстве РФ и Академию Внешней Торговли. С 1998 г. работает в газовой промышленности и газопереработке.

В апреле 2013 г. Д.Медведев подписал указ о назначении на пост заместителя министра энергетики РФ Кирилла Молодцова. За последний год – это третье крупное кадровое назначение в министерстве. После прихода на должность министра, в команде А. Новака почти сразу появились два новых заместителя: А. Инюцин и М. Курбатов.

На должность, занимаемую ныне К. Молодцовым также рассматривались кандидатуры вице-президента «ТНК-ВР Менеджмент» М. Слободина и экс-начальника департамента развития «Новатэка» Л. Феодосьева. Очевидно, что кандидатуру на эту должность искали не просто среди менеджеров, а среди производственников. К.Молодцов в нефтегазовой отрасли работает уже почти 15 лет. В 2002–2004 гг.

он занимал должность директора департамента инвестиций и управления проектов Сибур-Холдинг, председателя совета директоров Сибур-ПЭТФ, был в составе совета директоров Омкшины. В 2006–2008 гг. – Менеджер проекта Восточная Сибирь-ГАЗ (Ковыктинское ГКМ Иркутская обл.).

С 2010 по 2012 гг. К. Молодцов занимал должность заместителя исполнительного директора, затем вице-президента по ТЭО и координации со II и III фазами в Штокман Девелопмент АГ.

Консорциум Shtokman Development был создан в 2008 г. для реализации одного из крупнейших в России газоконденсатных месторождений – Штокмановского. Однако его руководство так и не смогло утвердить схему разработки месторождения и принять окончательное инвестиционное решение. В результате летом 2012 года проект был заморожен на неопределенное время.

В министерстве, К. Молодцов будет отвечать за добычу, транспортировку и переработку углеводородного сырья, т.е.

курировать все нефтегазовое направление, а это одно из ключевых направлений министерства. При этом, в нефтегазовой отрасли велико влияние И. Сечина и, как полагают эксперты, действовать новому куратору отрасли придется с оглядкой на главу Роснефти.

Сам К. Молодцов говорит, что «готов к активной и плодотворной работе» в министерстве.

Основными задачами, стоящими перед отраслью он считает «в первую очередь решение вопросов системы налогообложения нефтяной и газовой отрасли, освоения шельфа, увеличения глубины переработки нефти и газа, развития кадрового потенциала отрасли, а также создание конкурентных преимуществ для предприятий отрасли на существующих и новых рынках сбыта. Отвечать на такие вызовы времени в соответствии со стратегическими приоритетами государства – задача министерства энергетики». По словам К. Молодцова, именно перспектива решения этих задач и заставила его согласиться с предложением занять пост заместителя министра. ●

Торги на бирже

Новое назначение

Вместе на ВНК

Цены на газ

Южный поток

Процесса квот

Обвал рынка акций

Продуктовый шрифт

Процесса квот

Поглощение компаний



Роснефть и Mitsui в присутствии Президента Российской Федерации В.Путина и премьер-министра Японии С.Абэ был подписан Меморандум о взаимопонимании в отношении совместного развития проекта ВНК – одного из крупнейших в мире нефтехимических проектов. С российской стороны свою подпись под документом поставил президент Роснефти И.Сечин, с японской – представительный директор Mitsui С.Амбэ.

Согласно Меморандуму стороны планируют проведение совместной работы по проектированию комплекса в соответствии с международными стандартами, по результатам которой будет принято окончательное инвестиционное решение о строительстве ВНК.

Реализацией проекта, в рамках нефтехимического комплекс, который будет перерабатывать углеводородное сырье, преимущественно нефть, занимается дочернее общество Роснефти ВНК. Мощности 1-й очереди проекта составят 3,4 млн т. сырья в год. Само сырье будут производить с заводов Роснефти: Ачинского

НПЗ, Комсомольского НПЗ и Ангарской нефтехимической компании. Отдельные установки ВНК превзойдут по мощности существующие мировые аналоги. Так, производительность установки пиролиза составит 1,4 млн тонн в год по этилену. Суммарная мощность по полимерам составит около 2 млн тонн в год. В рамках проекта планируется построить специализированный морской терминал для отгрузки готовой продукции на экспорт. Запуск комплекса ожидается в 2017 г.

Игорь Сечин так прокомментировал событие: «Мы рады объединить усилия по развитию крупнейшего нефтехимического комплекса на Дальнем Востоке с одной из ведущих японских компаний. Реализация проекта совместно с Mitsui позволит оптимизировать нефтехимический комплекс и привлечь лучший мировой опыт по строительству проектов подобного масштаба. Успешная реализация этого проекта поспособствует развитию высокотехнологичного производства и созданию производственного кластера на Дальнем Востоке».

ЗАО «Восточная нефтехимическая компания» образовано в 2011 г. с целью реализации проекта НК «Роснефть» по строительству нефтехимического комплекса в Приморском крае в районе поселка Первостроителей Находкинского городского округа. Проект предполагает выпуск полиэтилена и полипропилена, а также ряд других продуктов нефтехимии.

В качестве лицензиаров технологических процессов были выбраны ведущие специализированные компании с мировым именем. Расположение комплекса обусловлено наличием собственного морского терминала в незамерзающем порту и близостью к растущим рынкам стран Юго-Восточной Азии, основной страной-потребителем продукции комплекса будет Китай.

Общую концепцию строительства нефтехимического предприятия в районе Находки совет директоров «Роснефти» одобрил еще в конце 2010 г. В сентябре был заложен первый камень в основание комплекса ВНК. Стоимость строительства нефтехимического комплекса может составить до 10 млрд. долл. США. ●

АНАЛИЗ РИСКОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТАХ



Геннадий Григорьев,
Зав. лабораторией
Геолого-экономической
и стоимостной оценки запасов
и ресурсов УВ территорий
и акваторий,
ФГУП «ВНИГРИ»,
К.г.-м. н.

Наиболее общее определение риска – вероятность осуществления некоторого негативного (с точки зрения целевого функционала) события. Например, вероятность того, что инвестиции в проект не окупятся с требуемой нормой доходности.

С предметно-содержательных позиций выделяется несколько групп рисков – геологические (обусловлены неопределенностью имеющихся характеристик фильтрационно-емкостных свойств перспективных ловушек и оценок возможной продуктивности скважин, недостаточной достоверностью определения величины запасов и т.д.), производственно-технологические (связаны с не оптимальностью сетки эксплуатационных скважин, темпов и динамики отбора запасов, с гарантиями полноты извлечения запасов и т.п.), финансово-экономические (определяются корректностью задействованных показателей нормативно-стоимостной базы, стабильностью тарифов по капитальным и эксплуатационным затратам, общим уровнем и устойчивостью цен на углеводородное сырье на период реализации проекта и др.).

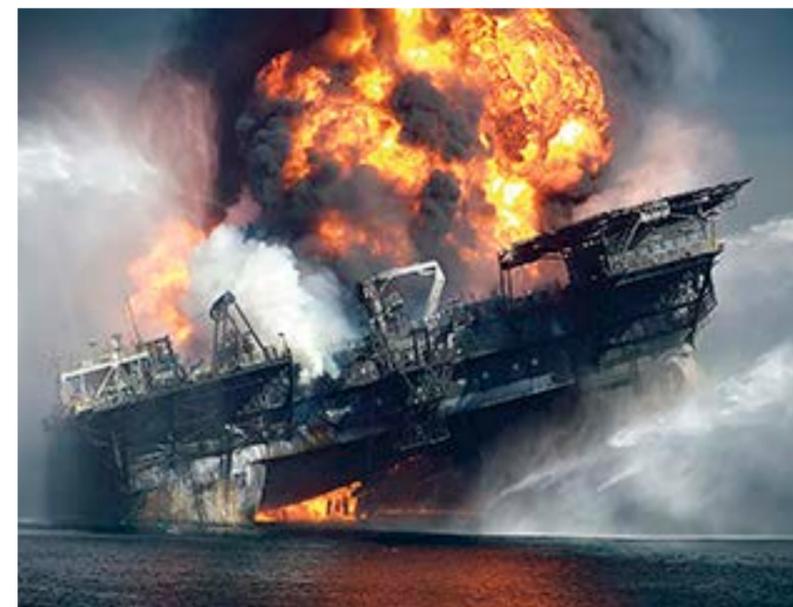
Отдельная группа рисков – техногенные. Благодаря современным эффективным технологическим решениям, широкому внедрению средств автоматизации их экономические последствия как правило удается свести к минимуму. Учет же рисков крупных аварий затруднен даже теоретически. С этих позиций оценка финансовых потерь от их возникновения, по существу, лишена смысла при анализе конкретных проектов, поскольку экономические последствия таких катастроф могут многократно перекрывать их бюджеты.

Зачастую в приведенный перечень включаются и группа политических

рисков, характеризующих неопределенности типа: устойчивость финансово-экономической системы, стабильность системы налогообложения, тарифная политика государства и другие. Однако эту группу рисков, на взгляд автора, правильнее относить к анализу макроэкономических систем, развитие которых предопределяется перспективами развития нефтегазовой отрасли в целом, ее местом и ролью в общей структуре экономики страны. На уровне микроэкономики, то есть на уровне конкретных инвестиционных проектов, они практически не подлежат корректной количественной оценке, и, как показывает практика, чаще всего их рассмотрение носит исключительно декларативный характер.

Большинство наиболее существенных параметров, предопределяющих проектные технологические решения и макроэкономические условия их реализации и являющихся основой прогнозируемых оценок эффективности инвестиций, как правило, не может быть охарактеризовано с требуемой заранее заданной точностью. Их значения характеризуются тем или иным уровнем неопределенности. Применительно к геолого-промысловым показателям степень подобной неопределенности в общем случае обратно пропорциональна степени изученности соответствующих объектов. Имеющиеся неопределенности предопределяют возможные наиболее существенные вариации денежных потоков, генерируемых в ходе реализации инвестиционных проектов, порождают финансовые риски, связанные с их осуществлением.

При использовании детерминированных методов в процессе геолого-экономической



оценки, предполагающих неслучайный характер геологических, технологических и макроэкономических характеристик, возможные отклонения принятых значений задействованных параметров сопровождаются анализом устойчивости интегральных показателей проекта (как экономических, так и технологических) к изменению наиболее значимых параметров или групп параметров. Диапазон изменения варьируемых параметров при этом задается исходя из предметных соображений. Технически он ничем не ограничен. При этом алгоритмическое воплощение возможности отследить одновременное изменение нескольких переменных и оценить его влияние на целевой функционал (на оценки экономической эффективности) должно рассматриваться как штатная функция любой компьютерной технологии в сфере финансово-экономического анализа. Отсутствие подобной функции – очевидный недостаток соответствующей программной системы.

Наиболее распространенный способ учета риска при детерминированном подходе – введение поправки за риск в величину ставки дисконтирования. Он широко распространен в США. Методы и критерии подобного учета могут различаться. Варианты их рассматривались и отечественными специалистами

(В.И.Назаровым, Ю.П.Ампиловым и др.). Вместе с тем очевидная проблема здесь заключается в отсутствии (на сегодня) предметно-содержательных критериев по способу ее расчета применительно к каждому конкретному случаю. А это предопределяет очевидную неопределенность возможных решений и высокую долю субъективизма при их формировании.

Распределение значений практически всех без исключения характеристик, используемых при анализе инвестиционных проектов, носит вероятностный характер. Соответственно, в основе подходов к экономической оценке должны лежать вероятностно-статистические методы и имитационное статистическое моделирование задействованных исходных данных. Должны задаваться не конкретные значения исходных величин, а лишь возможные интервалы их изменения и тип статистического распределения параметра внутри этих интервалов (функция плотности вероятности). Получаемые «на выходе» оценки целевых функций инвестиционного проекта также будут иметь вероятностный характер. Статистические характеристики их распределения (средне-ожидаемое значение, размах вариации, дисперсия или коэффициент вариации, стандартное отклонение) отражают наиболее вероятное значение оценок эффективности

инвестиционного проекта и степень их неопределенности, а значит – и степень инвестиционного риска, ассоциируемого с каждым проектом.

В разработку данного подхода и внедрение его в отечественную практику геолого-экономического анализа значительный вклад внесли многие отечественные специалисты – Ю.П.Ампилов, А.А.Герт, Ю.В.Подольский, И.С.Симакова и др.

Формальный алгоритм вероятностного подхода к геолого-экономической оценке весьма прост. Для каждого геолого-промыслового или финансово-экономического показателя, используемого при проведении оценки и значение которого рассматривается не в детерминированном, а в вероятностном варианте, строится функция плотности вероятности распределения его значений в пределах шкалы допустимых значений. Подобное распределение может задаваться аналитически (например, как результат определенных предварительных исследований и моделирования соответствующего распределения) либо в виде гистограммы, где для каждого интервала в пределах шкалы определена вероятность попадания значений параметра в этот интервал. Подобная гистограмма может быть построена либо на основе статистических исследований посредством построения эмпирической функции распределения (например, по результатам замера пористости по керну в пределах толщи коллектора), либо экспертным путем (например, экспертная оценка возможного уровня цен на углеводороды). Согласно требованиям статистического анализа, последний вариант предполагает наличие не менее 5–10 специалистов, способных вынести квалифицированное (!) мнение по исследуемому предмету для формирования статистически обоснованного суждения о возможном распределении значений соответствующего параметра.

В общем случае вероятностная форма представления распределения значений параметра (независимо от способа его формирования или задания) предполагает определение

нескольких характеристик: во-первых, это диапазон возможных значений исследуемой переменной, который задает границы шкалы изменения параметра, во-вторых, должен быть определен вид функции распределения плотности вероятности – например, равномерное, экспоненциальное, треугольное, нормальное, логарифмически нормальное и т.п.

Функция, соответствующая накопленной (интегральной) вероятности – $P_i = \int f_i(p)$, или кумулятивная кривая вероятности, будет характеризовать достоверность оценки или вероятность того, что реальные значения исследуемой характеристики окажутся больше, чем ее значения в текущей точке шкалы допустимых значений или интервале (например, вероятность превышения величиной запасов уровня 10 млн т). Функция, обратная интегральной – $R_i = 1 - P_i$, непосредственно определяет рисковую составляющую проекта или вероятность реализации негативных исходов (например, риск не превышения ценой нефти уровня 80 долл./барр.).

Соответствующие графики, представленные в процентах, позволяют определить любые вероятностные оценки исследуемой характеристики, задавшись «порогом» интегральной вероятности или риска. В международной практике в качестве таких порогов приняты значения уровня вероятности 90, 50 и 10 процентов. При этом 90% – минимальная оценка параметра (или целевого функционала), отвечающая наибольшему уровню вероятности и наименьшему риску, 50% – лучшая, или базовая оценка, характеризующая равновероятный исход события вероятностной природы, 10% – максимальная оценка исследуемой характеристики, отвечающая наименьшему уровню вероятности (достоверности) и, соответственно, наибольшему риску.

Поскольку фундаментальным свойством функции плотности вероятности является равенство единице интеграла данной функции, ее значения должны быть нормированы. А это предполагает, что чем шире диапазон изменения шкалы возможных значений какого-то параметра, тем ниже

уровень вероятности каждого из значений, принимаемых параметром в пределах области его определения.

Вероятность реализации того или иного значения целевого функционала, в основе формирования которого лежит использование вероятностных переменных, определяется как произведение вероятности реализации соответствующих значений задействованных параметров. Отсюда вытекает, что с расширением шкалы допустимых значений каждого из них расширяется диапазон возможных оценок целевого функционала и изменяется вероятность достижения каждой из них. То есть с увеличением неопределенности в оценках каждого параметра, заданного в вероятностной форме, и с возрастанием количества задействованных параметров результирующая гистограмма (функция плотности вероятности) приобретает менее остронаправленный и более «размытый» характер.

Считается, что решение проблемы повышения объективности геолого-экономического анализа заключается в применении вероятностных методов. Однако это далеко не так. Конкретный вид и параметры вероятностного распределения целевого функционала по существу будут предопределяться типом и параметрами вероятностных распределений каждой из задействованных характеристик инвестиционного проекта (их функциями плотности вероятности) и в существенной мере – местоположением на соответствующих шкалах медианных (средних) значений. При этом достоверность и надежность экономических оценок проекта (их формальные оценки) в целом определяется достоверностью и надежностью определения задействованных входных параметров, а медианные оценки целевого функционала в существенной мере предопределяются таковыми по включенным в вычислительный алгоритм параметрам (положением средних значений геолого-промысловых и макроэкономических характеристик).

Таким образом, зачастую бытующий постулат о неограниченных возможностях вероятностных методов в части преодоления проблем неопределенности и учета рисков, сопряженных с геолого-экономической оценкой, даже при рассмотрении их теоретических основ, по меньшей мере, не очевиден. Дополнительные и уже конкретные проблемы возникают на этапе практической реализации соответствующих методик.

Чисто техническая сторона геолого-экономической оценки инвестиционных проектов, реализующей учет вероятностной природы задействованных факторов, не представляет проблемы и сводится к осуществлению трех шагов:

- 1) Определение (задание) функции плотности вероятности для каждого из параметров, рассматриваемых как имеющие вероятностную природу;
- 2) Реализация процедуры геолого-экономической оценки, учитывающая вероятностную природу ряда задействованных характеристик проекта. Проводится статистически обусловленное количество «реализаций» процедуры экономической оценки, в каждой из которых для каждого из недетерминированных параметров на основе соответствующей заданной функции плотности вероятности и с использованием методов независимых статистических испытаний фиксируется его конкретное значение, которое и включается в текущую реализацию алгоритма геолого-экономической оценки. По их результатам для каждой из анализируемых целевых функций, отражающих экономические показатели (например, оценки ВНР, ЧДД и др.), формируется выборка получаемых значений, отражающая вероятностную природу параметров инвестиционного проекта;
- 3) Исходя из полученной выборки, для каждого показателя экономической эффективности строится гистограмма, отождествляемая с функцией плотности вероятности данного целевого функционала. Соответствующая

нормированная функция (частотная функция, деленная на число статистических испытаний) характеризует функцию плотности вероятности и служит базовой основой для последующих выводов и формирования расширенных характеристик инвестиционной привлекательности проекта – в том числе и для построения функций интегральной вероятности (достоверности оценок) и интегрального риска эффективности инвестиций.

Главная проблема заключается в методической части, связанной с характеристикой неопределенности задействованных геолого-промысловых и макроэкономических параметров проекта, с определением их функций плотности вероятности. Проиллюстрируем это на реальном примере – рассмотрим проект освоения нефтяного объекта в пределах Тимано-Печорской провинции (приводится лишь оценка чистого дисконтированного дохода по проекту, значение которого в рамках детерминированного подхода равно -0,66 млрд руб. – то есть проект не достигает уровня нормальной рентабельности инвестиций).

При зафиксированной вероятностной характеристике базовых геолого-промысловых параметров проекта (величина КИН и начальный рабочий дебит скважин) будем варьировать вид и параметры функций распределения некоторых макроэкономических характеристик (цены на нефть, уровень капитальных плюс эксплуатационных затрат, успешность ГРП). Рассмотрены три их варианта:

- 1) Заложенные вероятностные характеристики отражают тренд изменения ценового фактора на повышение, уровня капитальных и эксплуатационных затрат – на понижение, и успешности ГРП – также на повышение относительно значений, принятых при детерминированном варианте оценки (базовый вариант развития макроэкономической среды; графический вид описанных распределений представлен на рис.1);

РИС. 1. Вероятностная оценка параметров макроэкономической среды (вариант 1)

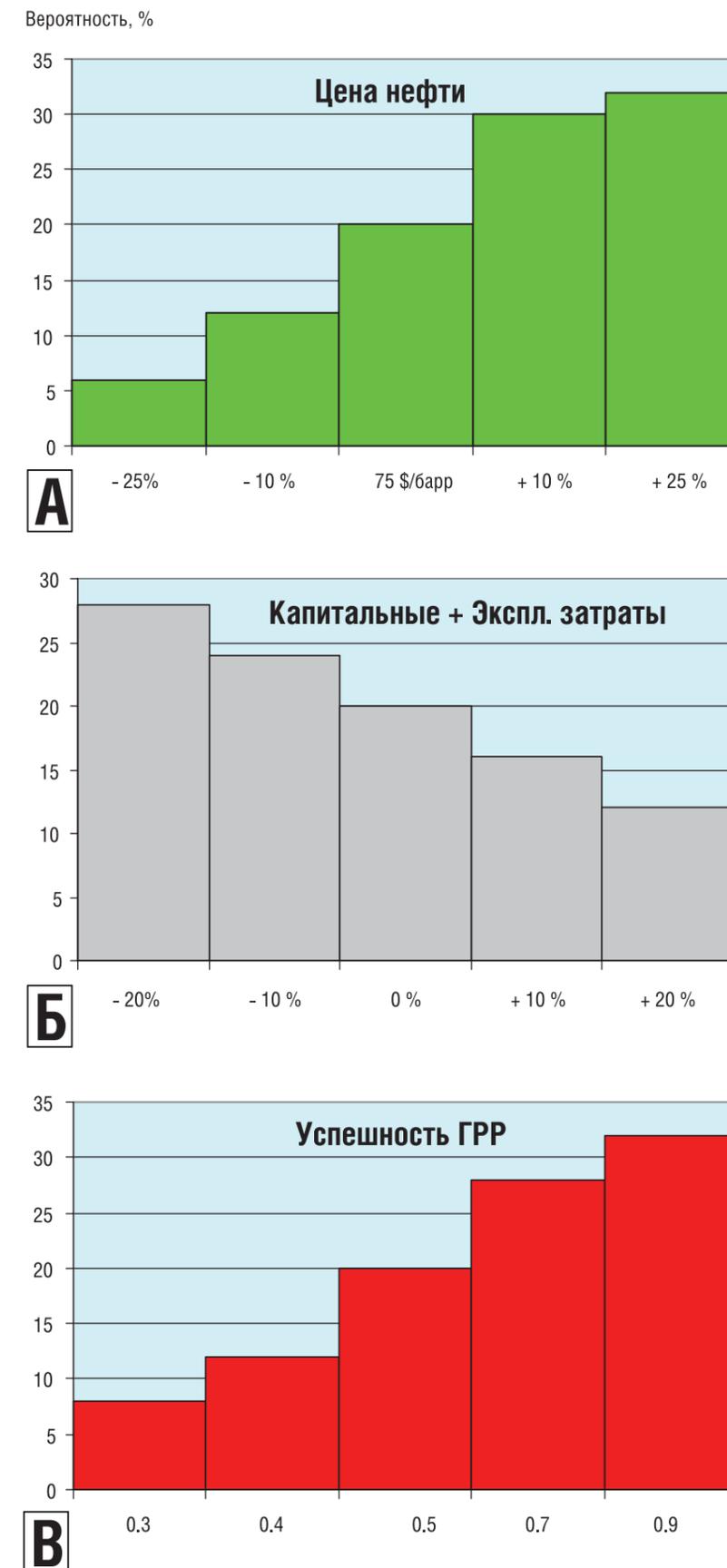
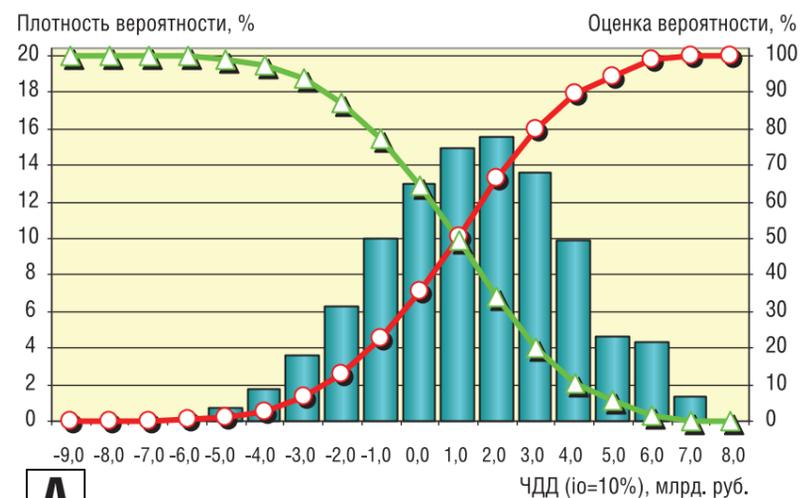
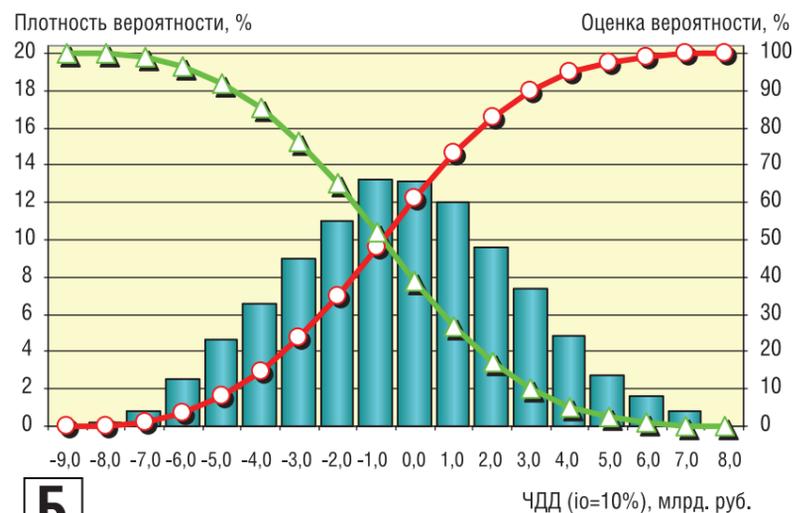


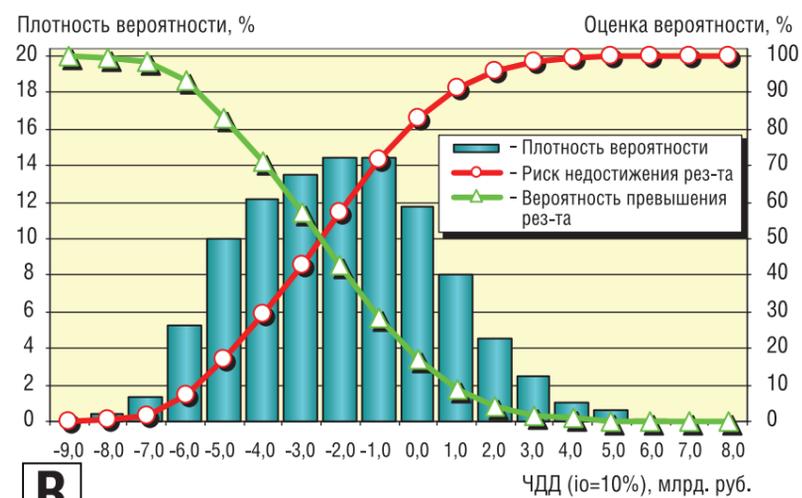
РИС. 2. Вероятностная оценка ЧДД по проекту освоения нефтяного объекта Тимано-Печорской НГП в зависимости от прогноза развития параметров макроэкономической среды (МЭС)



А



Б



В

А – базовый тренд МЭС; Б – равновероятный вар-т; В – обратный базовому тренд МЭС

- Вероятностное распределение каждого из трех варьируемых параметров соответствует заданному диапазону значений, но является равномерным (то есть принадлежность к каждому из выделенных интервалов значений – их 5 для каждого параметра – оценивается в 20%);
- Тренд изменения характеристик зеркально противоположен трендам варианта 1 – в качестве наиболее вероятного развития макроэкономической среды предполагается снижение цен на нефть относительно детерминированного варианта, относительное повышение капитальных и эксплуатационных затрат, снижение успешности ГРП.

Как явствует из приведенных графиков (рис.2), характеристики функций плотности вероятности ЧДД по проекту в существенной мере зависят от вида функций плотности вероятности варьируемых переменных, то есть от прогноза динамики развития макроэкономической среды. Здесь принципиально важны как тип и параметры, определяющие предполагаемый тренд в их изменении, так и вероятный диапазон изменения их значений. В данном случае средняя оценка ЧДД (оценка, отвечающая интегральной вероятности 50% и одновременно характеризующаяся интегральным риском 50%) по варианту 1 вероятностного подхода существенно больше «детерминированной» оценки (и проект выходит на нормальную рентабельность); в варианте 2 она уже практически сравнивается с последней, а по варианту 3 становится существенно меньше (ЧДД($i_0=10\%$) \approx 2,5 млрд руб.). При этом диапазон значений ЧДД, отвечающих уровню вероятности [90%, 10%] по вариантам 1 и 3 перекрывается немногим более чем наполовину.

Здесь охарактеризована вероятность изменения лишь общего уровня макроэкономической среды относительно некоторого ее фиксированного состояния. В отношении некоторых параметров (в частности, цен на нефть) не менее важна также вероятностная характеристика их возможной динамики во времени. В этих условиях сам по себе вероятностный подход не дает

нужной определенности в оценках эффективности. Строго говоря, кроме задания непосредственно вероятностного распределения того или иного параметра мы должны определиться еще и с вероятностью самого тренда в вероятных вариациях соответствующих переменных, что добавляет неопределенности и увеличивает риски, связанные уже с корректностью методического подхода к решению поставленной задачи, с компетентностью тех или иных специалистов, определяющих подобные тренды (как, впрочем, и непосредственно вероятностные распределения).

При этом любое расширение области определения параметров неизбежно приводит к «размытости» функций плотности вероятности для получаемых интегральных оценок проекта, а некорректное определение параметров функций плотности вероятности для переменных – к искажению вероятностных оценок экономической эффективности. Все это не просто усложняет выработку и принятие максимально эффективных управленческих решений, касающихся финансовой судьбы проекта, но может привести к формированию заведомо ошибочных выводов.

Приведенные результаты также однозначно свидетельствуют, что, определяя функцию вероятностного распределения значений того или иного параметра и выбирая (назначая) местоположение медианного значения в вероятном интервале распределения каждого из них (как это делается, например, при использовании треугольного типа распределения), мы тем самым в существенной мере предопределяем положение медианного – наиболее вероятного – значения целевой функции. А чем это лучше детерминированного подхода?

Однако в данном случае мы еще и берем на себя «ответственность» характеризовать вероятностную картину. Если мы компетентны, это плюс. Если нет? Если нет объективных данных для получения вероятностной картины распределения исследуемых факторов риска? В данной ситуации детерминированный подход оказывается более «прозрачным», поскольку мы не камуфлируем неопределенности целевого

функционала неопределенностями задействованных параметров. Но при этом мы можем охарактеризовать устойчивость целевого функционала к вариациям рисков составляющих, представив с собственных позиций вероятность тех или иных сценариев в их изменении и оставив возможность непосредственно инвестору согласиться или не согласиться с нашей версией и оценить ситуацию с позиций собственного видения этих проблем.

С точки зрения содержательной постановки задачи (оценка влияния неопределенности важнейших нефтегеологических и макроэкономических факторов на экономические результаты реализации инвестиционных проектов) подход, базирующийся на учете вероятностной природы основных параметров проектов, безусловно, более предпочтителен. Однако при практической реализации его основные преимущества зачастую сводятся на нет: происходит подмена предметного анализа реальной изменчивости задействованных факторов и их корректного включения в вычислительный процесс абстрактными статистическими зависимостями, которые закладываются (часто даже без минимально необходимого содержательного анализа) в формальный алгоритм, где непосредственно и реализуется получение «вероятностной» оценки возможных исходов.

Подобная метаморфоза подхода может привести к существенному искажению вероятностного поля реализации задействованных компонент и, соответственно, к грубому искажению рисков составляющих оценки инвестиционных проектов.

И это главная проблема при вероятностном подходе к геолого-экономической оценке. Некорректные или некомпетентные решения по данной компоненте анализа, положенные в основу вероятностной оценки, влекут столь же некорректные и необоснованные выводы, способные привести к неверным инвестиционным решениям.

Таким образом, можно утверждать, что принципиальные решения по методологическим и методическим проблемам оценки

рисков, присущих нефтедобыче и сопровождающих инвестиции в данную отрасль экономики, существуют. Их уровень доведен до эффективных алгоритмических проработок и базируется на строго формализованных процедурах. Вместе с тем необходимо учитывать, что корректное решение проблемы оценки рисков упирается в корректное определение базовой основы для ее осуществления – определение вероятного диапазона распределения значений наиболее значимых параметров, задействованных в процессе экономической оценки инвестиционных проектов, и корректное определение функций плотности вероятности их значений в пределах этих диапазонов. Без решения этой проблемы (а решения должны быть индивидуальны и предельно компетентны по каждому проекту, объекту и задействованному параметру) оценка рисков составляющих будет, по существу, фикцией, эффективной внешне, но которая не несет глубоких содержательных элементов и, более того, может принципиально исказить истинную картину и тем самым повлечь принятие неверных решений, в том числе и управленческих, на повышение эффективности которых в первую очередь и ориентированы подобные оценки. ●

Использованная литература

- Ампилов Ю.П. Стоимостная оценка недр. – М.: Геоинформцентр, 2003. – 274 с.
- Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Анализ рисков нефтегазовых проектов. – М.: Нефть и газ РГУ НГ им. Губкина, 2003. – 231 с.
- Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Нефтегазовый потенциал России и возможности его реализации. – СПб.: Недра, 2006. – 375 с.
- Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся ВТУЗов. – М.: Наука, 1981. – 720 с.
- Герт А.А., Немова О.Г., Супрунчик Н.А., Волкова К.Н. Стоимостная оценка запасов и ресурсов углеводородного сырья // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2006. – №2. – С.54–60.
- Лаппо А.В., Ампилов Ю.П. Технико-экономические оценки морских месторождений углеводородов на ранних стадиях изучения // Газовая промышленность, 2011. – №8. – С.62–67.
- Назаров В.И., Калист Л.В. Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т.2. – <http://www.ngtp.ru/rub/3/004.pdf>
- Шеннон Р. Имитационное моделирование систем – искусство и наука. – М.: Наука, 1978. – 418 с.

О НЕДРАХ

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ВОСПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПУТИ ИХ ПРЕОДОЛЕНИЯ

Семен Кимельман,
доктор экономических наук,
академик Академии горных наук

В современной российской экономике недропользования накопилось много проблем. Общепринято, что сложившуюся экономику России называют сырьевой, экспортно-ориентированной. Ей приписывают чуть ли не все негативные признаки «сырьевого проклятия». Её, экономику, ругают все, кому не лень. И, тем не менее, вот уже более 20 лет в экономике России доминирует нефтегазодобывающий сектор и экспорт за рубеж сырой товарной нефти и товарного природного газа. Начиная с 2002 г., нефтегазовые доходы преобладают над доходами, образующимися в других отраслях экономики России. Они включались, сперва, в Стабилизационный фонд, потом после его раздела в Резервный фонд и фонд Национального благосостояния. Эти фонды считаются подушкой безопасности при возникновении кризисных явлений в российской экономике. Как видно, МСБ нефти и газа, их воспроизводство, добыча,

переработка и потребление внутри страны России и за рубежом, играли, играют и, хотим мы этого или не хотим, ещё долго будут играть главенствующую роль в нашей стране.

Вместе с тем, внутри нефтегазового сектора существуют проблемы, связанные со всей экономикой России, без преодоления которых невозможно дальнейшее поступательное воспроизводство МСБ углеводородов.

Эти проблемы связаны, во-первых, с законодательством о недропользовании, во-вторых, с лицензированием права пользования участками недр, в-третьих, с собственностью на недра и, наконец, с оценкой доходов от недропользования и их распределения.

Из каких же звеньев состоит действующая в России система экономики пользования недрами и какие негативные явления и проблемы возникают в каждом звене?

1 Составление двухлетних планов лицензирования участков недр по заявкам пользователей недр – уже на этом начальном этапе известно, кому конкретно и пофамильно достанется

тот или иной участок недр из нераспределенного фонда;

2 Подбор геолого-экономической информации, необходимой для выставления участка недр на аукцион (конкурс), включая запасы и ресурсы полезных ископаемых, возможные капложения, сроки выполнения этапов и стадий геологоразведочных работ, освоения и ввода месторождений в разработку – это важнейшее звено будущего графика недропользования (или согласовывается) с будущим недропользователем – с тем, кто должен одержать победу на аукционе (конкурсе);

3 Будущему победителю предоставляется инсайдерская информация, которая держится за семью печатями и недоступна другим участникам аукциона (конкурса) – это звено позволяет определить близкие к истине будущие доходы от эксплуатации месторождения¹;

4 Расчет стартового платежа по утвержденной Правительством РФ методике. Собственно уже эта методика позволяет

варьировать платеж от минимального (10% от величины НДПИ, уплачиваемого на среднегодовой уровень добычи) до максимального – в 18 раз для твердых полезных ископаемых и в 36 раз для углеводородов. Добавим к этому возможность варьировать (изменять) уровень добычи в десятки раз, изменения НДПИ за счет установленной в Налоговом кодексе РФ его дифференциации. Возможный при этом чиновничий произвол и коррупционность рассмотрены в отдельном подразделе этой статьи;

Закон «О недрах» построен на принципах административного, а не гражданско-договорного права

5 Проведение аукциона (конкурса), в котором присутствует (часто завуалировано) обозначенный заранее победитель и его знакомые (подставные) лица. Для аукциона заранее оговаривается количество шагов (как правило, минимальное – один-два шага). Порядок проведения конкурса, изложенный в статье 13.1 закона «О недрах», предусматривает следующую ситуацию: «в случае, если конкурс на право пользования участком недр признан не состоявшимся (выделено нами) в связи с поступлением заявки только от одного участника, лицензия на пользование участком недр может быть выдана этому участнику на условиях такого конкурса». Вот уж воистину законодательное совмещение несовместимых понятий: лицензия выдается единственному участнику в результате не состоявшегося конкурса. Нельзя не сказать, что, конечно, бывают исключения из правил, когда на аукционе молоточек отстукивает сотни и даже тысячи шагов – это случается, когда несколько противоборствующих олигархов, владеющих инсайдерской информацией, устраивают публичные разборки;

6 Важной частью механизма проведения аукциона (конкурса) является отказ в приеме заявки на участие в конкурсе

или аукционе либо заявки на получение права пользования недрами без проведения конкурса или аукциона. Этому даже посвящена отдельная статья 14 в законе «О недрах», по которой можно отказать любому нежелательному заявителю. В этой статье отдельно выделены некие «критерии», устанавливаемые в условиях конкурса или аукциона для предоставления права пользования участком недр федерального значения, которые введены в закон «О недрах» в 2008 г. Понятно, что участки недр федерального

значения – это самые лакомые участки, решение о лицензировании которых принимается исключительно Правительством Российской Федерации;

7 Выдача лицензии на право пользования недрами (и её неотъемлемых частей), содержание которой включает всего 10 пунктов, перечисленных в статье 12 закона «О недрах». Эти десять пунктов укладываются всего в несколько страниц текста, которые почему-то

Цепочка этапов и звеньев установленного государством механизма частнособственнического пользования недрами замкнулась на офшорной росписи доходов от недропользования на счетах узкого круга физических лиц

названы в статье 12 «формой договорных отношений», что само по себе является глумлением, так как весь закон «О недрах» построен на принципах административного (а не гражданско-договорного!) права. Отметим, что настоящие договора, как это принято во всем мире и в ФЗ «О СРП», должны включать десятки и сотни страниц с описанием прогрессивной технологии добычи. Но в России приняты особые «небольшие» лицензионные административные соглашения, которые подготавливает все

тот же заранее обозначенный недропользователь;

8 Перевод (переоформление) лицензий на офшорные фирмы. Это важнейшее звено российской системы недропользования – никто не начинает работы на участке недр, пока лицензия не переоформлена в офшорную юрисдикцию;

9 После офшоризации лицензий необходимо обеспечить офшоризацию (понимай, сокрытие) истиной бухгалтерской отчетности, так как без двойной-тройной бухгалтерии здесь не обойтись. Для этого создаются специализированные финансовые «дочки», естественно, тоже за рубежом в тех же самых (или соседних) офшорах. Создается замысловатая непрозрачная система трансфертного ценообразования, по которой установить истинные внутренние цены услуг многочисленных посредников невозможно. Например, в «ЮКОСе» нефть поставлялась сперва на космодром «Байконур», где её покупала офшорная финансовая «дочка». Видимо, её доставляли самолетами, так как нефтепровода на «Байконур» нет;

10 После офшоризации затрат и актов купли-продажи нефти начинается офшоризация (понимай, сокрытие) истинных доходов, увод их от некоторых наиболее весомых российских

¹ Это звено может быть первым этапом (началом) действующей государственной политики недропользования, в особенности, если инсайдерская информация повествует о крупном очень прибыльном месторождении. Зная инсайдерскую информацию, будущий недропользователь подает заявку для включения в план лицензирования и уверенно (с помощью чиновников) становится обладателем заветной лицензии.

налогов, конечно, в той степени, которая допускается российским налоговым законодательством. А допускается очень и очень даже много;

11 Следующим звеном, несомненно, является офшорное присвоение сэкономленных налогов, горной и ценовой ренты, амортизации и прочих финансовых средств, составляющих чистый доход недропользователя, получаемый им от пользования государственной собственностью;

12 Ну и заключительным звеном экономики пользования недрами, конечно же, является роспись доходов на офшорные счета конкретных физических лиц, представляющих интересы власти и истинную «физическую» сущность недропользователя. Безусловно, список этих лиц согласован с высокопоставленными представителями государства, как собственника недр. Безусловно также прямое участие этих представителей государства в офшорной росписи доходов от недропользования.

На каждом шаге лицензирования задействованы те или иные работники Роснедра, руководители Роснедр, руководители руководителей Роснедр в Правительстве и Администрации Президента РФ

Итак, цепочка этапов и звеньев установленного государством (собственником недр), хорошо отлаженного, надежно законспирированного механизма частнособственнического пользования недрами замкнулась на офшорной росписи доходов от недропользования на счетах узкого круга физических лиц.

Нами опущены последующие этапы и звенья цепочки общероссийской экономики пользования, поскольку они относятся к механизмам использования капиталов юридическими и физическими лицами.

В приведённой выше последовательности выделяются возложенные на Роснедра услуги

и звенья по лицензированию пользования недрами. Заметим, что на каждом шаге лицензирования задействованы те или иные работники Роснедра, руководители Роснедр, руководители руководителей Роснедр в Правительстве и Администрации Президента РФ. Понятно, что на каждом шаге возникает сакраментальный вопрос: Брать или не брать? И проблема: сколько можно взять...

Статья 9

1. Земля и другие природные ресурсы используются и охраняются в Российской Федерации как основа жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории.

2. Земля и другие природные ресурсы могут находиться в частной, государственной, муниципальной и иных формах собственности.

Важнейшей особенностью экономики пользования недрами является отсутствие вещного определения государственной собственности на недра.

В российском законодательстве понятие «недра» не имеет вещного определения. Так, в преамбуле закона «О недрах» дается следующее толкование этого

понятия: «Недра являются частью земной коры, расположенной ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения». Далее в статье 1.2 закона «О недрах» дано определение государственной собственности на недра: «Недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, являются государственной собственностью. Вопросы владения, пользования и распоряжения недрами находятся в совместном

ведении Российской Федерации и субъектов Российской Федерации».

Следом за этим в статье 2 закона «О недрах» понятие «недра» неожиданно подменяется «государственным фондом недр», который составляют: «используемые участки, представляющие собой геометризованные блоки недр, и неиспользуемые части недр в пределах территории Российской Федерации и ее континентального шельфа.

Владение, пользование и распоряжение государственным фондом недр в пределах территории Российской Федерации в интересах народов, проживающих на соответствующих территориях, и всех народов Российской Федерации осуществляются совместно Российской Федерацией и субъектами Российской Федерации».

Приведенные цитаты из закона «О недрах» частично соответствуют, а частично противоречат статье 9 Конституции Российской Федерации, принятой 12 декабря 1993 г.

Задумаемся, как можно интерпретировать столь расплывчатое понятие о недрах, которое лишено материальной (вещной) экономической основы. Некоторая ясность относительно вещной природы участков недр была внесена в 1995 г. статьей 130 Гражданского кодекса Российской Федерации. «К недвижимым вещам (недвижимое имущество, недвижимость) относятся земельные участки, участки недр и все, что прочно связано с землей, то есть объекты, перемещение которых без несоразмерного ущерба их назначению невозможно, в том числе здания, сооружения, объекты незавершенного строительства».

Казалось бы, после введения в действие в 1995 г. Гражданского

кодекса РФ надо было бы немедленно изменить закон «О недрах» и установить, что участки недр являются недвижимостью (недвижимыми вещами). Но это не было сделано. И вот уже 18 (восемнадцать!) лет экономические основы закона «О недрах» находятся в противоречии с Гражданским кодексом РФ. Нельзя не отметить, что вместо этого в том же 1995 году в закон «О недрах» в статью 1.2 вводится «вещное» понятие «добытые из недр полезные ископаемые» и устанавливается их собственность: «Добытые из недр полезные ископаемые и иные ресурсы по условиям лицензии могут находиться в федеральной государственной собственности, собственности субъектов Российской Федерации, муниципальной, частной и в иных формах собственности».

Заметим, что в содержание лицензии на право пользования недрами (статья 12 закона «О недрах») право собственности на добытое минеральное сырье было введено спустя 5 лет, в 2000 году. То есть до 2000 г. во всех выданных лицензиях (а их подавляющее большинство) право собственности не указывалось.

Но именно эта законодательная норма предопределяет и в некоторой мере законодательно устанавливает экономику пользования недрами. Опираясь на статью 1.2 закона «О недрах», все недропользователи де-факто (но не де-юре) считают добытые полезные ископаемые своей собственностью. Хотя сам термин «добытые полезные ископаемые» является в законе «О недрах» инородным, так как в законе нет

Собственность на недра была подменена собственностью на добытые полезные ископаемые, то есть из государственной она стала частной

определения, что понимается под «добытыми полезными ископаемыми». По-видимому, из-за этого, а, может быть, по настоянию нефтегазовых лоббистов участки недр и соответственно добываемые полезные ископаемые, в том числе нефть и газ исключены из законодательных актов об оценочной деятельности, о государственном реестре недвижимости, о кадастровой

оценке объектов недвижимости. Можно утверждать, что преднамеренно собственность на недра была подменена собственностью на добытые полезные ископаемые, то есть из государственной она стала частной. Отдавая участки недр в

Парадоксальная ситуация: общенародная собственность на недра законодательно отчуждена от общества

пользование, государство передает их в частную собственность. По существу участки недр в виде геометризованных блоков недр остаются в государственной собственности, а всё, что из них извлекается, становится частной собственностью недропользователей. И государству (читай, народу) остаются опустошенные геометризованные блоки недр.

Отсюда понятно, почему не ведется государственный реестр участков недр, почему не рассчитывается и не заносится в государственную казну кадастровая стоимость участков недр.

В законе «О недрах» имеется специальная статья 30 о государственном кадастре, в которой зафиксировано: «Государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых ведётся в целях обеспечения разработки федеральных и региональных программ геологического изучения недр, комплексного использования месторождений полезных ископаемых, рационального размещения предприятий по их добыче, а также в других народно-хозяйственных целях».

Вроде бы всё логично написано, но на самом деле государственный кадастр ведётся в Росгеолфонде по старой советской системе и не имеет никакого отношения к государственной казне. В условиях рынка недропользователи не обязаны представлять сведения в этот кадастр, не обязаны его обновлять и т. п. Более того, если по твёрдым полезным ископаемым в кадастре учитываются проявления

и ресурсы, то по перспективным нефтегазовым структурам и площадям с имеющимися на них ресурсами УВ кадастр в СССР не составлялся. Не составляется он и сейчас.

В итоге государственный кадастр участков недр по УВ отсутствует в

государственной казне РФ, на что неоднократно обращала внимание властей Счётная палата РФ.

Сложилась парадоксальная ситуация: общенародная собственность на недра законодательно отчуждена от общества. Недропользователи, опустошая (зачастую хищнически) предоставляемые им в пользование участки недр, самостоятельно реализуют (в том числе за рубежом) добытые полезные ископаемые, после чего, заплатив минимально возможные налоги, присваивают чистые доходы, несмотря на то, что эти доходы по Конституции Российской Федерации должны принадлежать обществу, которое передало недра в государственную собственность. Но власти, представляющие государство, распорядились этой вверенной им общенародной собственностью по принципу: себе верхушки – доходы, а народу корешки – опустошенные геометризованные блоки участков недр.

Не менее злокачественной является статья 31 закона «О недрах», которая устанавливает порядок ведения и содержание государственного баланса запасов полезных ископаемых. Это ещё один нерыночный анахронизм советского периода, ровно, как и до сих пор действующая Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) Во-первых, ГКЗ давно уже не государственная (вневедомственная, независимая) – она обслуживает интересы МПР, Роснедра и недропользователей. Во-вторых, на Госбаланс ставятся только рентабельные месторождения. Но понятие рентабельности месторождений УВ (да и других полезных ископаемых) целиком и полностью зависит от цен на нефть и газ, а они только за три месяца 2008 г. снизились чуть ли не в четыре раза. Сохранение

Госбаланса при ценах нефти и газа, принятых на момент рассмотрения и утверждения запасов в ГКЗ, является экономическим нонсенсом. Недаром запасы месторождений УВ, стоящих на Госбалансе России, и те же запасы, объективно и оперативно рассчитанные иностранными компаниями, различаются в разы. В-третьих, действующая классификация запасов и ресурсов опять-таки заимствована из

Лицензии на право пользования (то есть на право добычи и частной реализации добытых полезных ископаемых) вплоть до 1995 г. выдавались бесплатно, без всяких конкурсов или аукционов. Сегодня до 80% лицензий на разведку и добычу полезных ископаемых, в том числе нефти и газа относятся к бесплатно полученным. Двадцать лет законодатели не могут или (или не хотят) принять закон «О лицензировании пользования

распывчатый характер. К примеру, статья 9 так определяет одно из основных понятий: «Пользователями недр могут быть субъекты предпринимательской деятельности, в том числе участники простого товарищества, иностранные граждане, юридические лица, если иное не установлено федеральными законами». Нет ни одного слова, даже намёка на профессионалов, геологов и горняков. То есть пользователями недр могут быть все, кому не лень.

Также двусмысленно сформулировано основополагающее понятие «лицензии» (статья 11): «Лицензия является документом, удостоверяющим право ее владельца на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в ней целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий. Между уполномоченными на то органами государственной власти и пользователем недр может быть заключен договор, устанавливающий условия пользования таким участком, а также обязательства сторон по выполнению указанного договора.

Лицензия удостоверяет право проведения работ по геологическому

юридически запутанная коллизия: пока полезные ископаемые в недрах, они государственные, но как только их добыли – они стали частной собственностью. То есть подземные кладовые являются государственной собственностью и, якобы, принадлежат народу, а

недропользователей равны стоимости небольшой квартиры в Москве (например, уставный капитал нефтяной компании «Сибнефть», «купленной» Газпромом и называемой сегодня «Газпром нефть», равен всего 7,6 млн руб.). Прибавим к этому

недропользователями в конце второго звена. Получив «деньги», недропользователи складируют их в офшорах, а часть «денег», поступающая в бюджет, складируется по бюджетному кодексу России в накопительных фондах.

Однако без завершения цепочки «товаром» рынка нет и не может быть! Неужели власти не понимают простейшие аксиомы рынка. Если «подаренные» недропользователям минеральные ресурсы (а в их разведку и освоение в советское время были вложены баснословные деньги), становясь «товаром» и одаривая недропользователей «деньгами», не превращаются в новый индустриальный «товар», то это означает не что иное, как конец рынка, коллапс, который наблюдается сегодня в России. Истощается и офшоризуется созданное двадцать лет назад национальное богатство недр, а новое не создается.

При этом почти повсеместно наблюдается хищническая эксплуатация месторождений по устаревшим еще советским технологиям на устаревшем еще советском оборудовании. Результатом хищнической добычи нефти является экологически разрушенная, залитая нефтью огромная территория, загрязнение рек, в которых уничтожаются ценнейшие сорта рыбных ресурсов. Рекультивация земель, хотя упоминается в законе «О недрах», но откладывается на

Закон «О недрах» провозгласил государственную собственность на недра, этот же закон сделал её призрачной

советской плановой экономики, а в России уже более 20 лет главенствует разнузданный рынок по староамериканскому техасскому (начала XX века) образцу.

В 2012 г. в России был печальный и, может быть, поэтому не замеченный 20-летний юбилей закона «О недрах». Попробуем высказать свои суждения по случаю этого юбилея.

Закон «О недрах» был создан и принят либералами в 1992 г. в самом начале перехода к рынку, когда доминировала идея почти полного ухода государства из экономики, которую должна была регулировать всемогущая рука рынка. За прошедшие 20 лет экономика России неоднократно реформировалась. В определённой мере завершился переходный период к рынку. А закон «О недрах», хотя в него более 50 раз вносились поправки, в своей основе не изменился. Почти все поправки лоббировались олигархами и принимались в их пользу. Постепенно за 20 лет закон «О недрах» стал явно антинародным, защищающим необъятные права, предоставленные владельцам предприятий минерально-сырьевого комплекса по присвоению не принадлежащей им горной и ценовой ренты.

Несмотря на то, что закон «О недрах» провозгласил государственную собственность на недра, этот же закон сделал её призрачной. Политики и многие экономисты до сих пор настойчиво убеждают граждан нашей страны, что недра являются общенародной собственностью, но эти утверждения являются беспочвенными.

недрами». Поэтому можно говорить о нелегитимности всех выданных лицензий. Вместе с тем, лицензии на недропользование стали охранными грамотами для их владельцев. Закон «О недрах» предопределил и до сих пор (вот уже 20 лет!) предопределяет экономику недропользования, скрывая и узаконивая как положительные (а их немного!), так и негативные последствия для всей экономики и политической системы России. Об этом было написано в начале этой статьи.

«Пользователями недр могут быть субъекты предпринимательской деятельности, в том числе участники простого товарищества, иностранные граждане, юридические лица, если иное не установлено федеральными законами»

Рассмотрим, как закон «О недрах» регулировал и до сих пор регулирует недропользование, являющееся «святой святых» российской экономики. Прежде всего, отметим, что этот закон не является законом прямого действия. Он содержит всего 52 статьи на 40 страницах. Действовавшее в России со времен Петра I «Горное уложение», которое в РСФСР называлось «Горный кодекс», содержало более 1 000 страниц. Горный кодекс был отменен (заменен законом «О недрах») в 1992 г. Все попытки горно-геологической общественности его восстановить завершаются неудачей.

Три четверти статей, якобы, рыночного закона «О недрах» носят рекомендательный и

изучению недр, разработки месторождений полезных ископаемых, использования отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, использования недр в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, образования особо охраняемых геологических объектов, сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов.

Допускается предоставление лицензий на несколько видов пользования недрами». Аналогично размыто понятие государственной собственности «на недра», поскольку не определено само понятие «недра» и на что у государства собственность, о чём подробно изложено выше. Создана

В недропользовании создана экономика непрофессионализма, вседозволенности и частного присвоения национального богатства недр

поднятые на-гора сокровища недр отдаются по лицензии в частное владение собственников лицензий.

Итак, три главнейших понятия недропользования установили вне рыночную, внеэкономическую систему добычи полезных ископаемых в России:

- в определении «пользователей недр» отсутствуют даже какие-либо намёки на профессионализм;
- в ключевом понятии «лицензии» и её содержании (статья 12) нет даже намёка на экономическую сущность, точнее, на то стоимостное богатство, которое передаётся в пользование юридическому лицу или иностранным гражданам;
- в главнейшем понятии рынка, то есть в «праве собственности» на богатство участка недр, государственная собственность по закону «О недрах», по существу, становится частной собственностью непрофессиональных пользователей недр.

Таким образом можно констатировать, что в недропользовании создана экономика непрофессионализма, вседозволенности и частного присвоения национального богатства недр.

Поскольку закон «О недрах» не установил необходимость стоимостной оценки участков недр и включения их стоимости в уставные капиталы предприятия, то соответственно при приватизации предприятий-недропользователей в их уставный капитал стоимость национального богатства недр не включалась и не включается до сих пор. В итоге уставные капиталы основных компаний-

подаренные государством отдельным физлицам крупнейшие минерально-сырьевые компании (та же «Сибнефть», «Норникель», ЮКОС, ТНК и т. п.) путём залоговых аукционов в 1995 г. Так, «Сибнефть» по полуфиктивному залого в размере 250 млн долларов США (это было доказано на Лондонском суде «Березовский против Абрамовича», на котором убедительную победу одержал Роман Абрамович) была продана победителем через 10 лет за 13 млрд долларов. Хороша себе эффективность купли-продажи – 5200%!

Такова же эффективность сегодня по сделке купли-продажи «Роснефтью» российско-британской нефтяной компании ТНК-ВР, денежные поступления (28 млрд долларов) от которой получают три «владельца» (физлица) российской части этой компании, один из которых гражданин Великобритании.

Цепочка «товар-деньги-товар» в экономике России разрушается недропользователями в конце второго звена

Приватизацию предприятий минерально-сырьевого комплекса до сих пор граждане России считают ничем иным, как грабежом (с позволения государства) отдельными физлицами национального богатства недр. Этот грабёж можно было бы хоть как-то оправдывать, если бы «владельцы» предприятий минерально-сырьевого комплекса пеклись бы о своей российской родине, вкладывали бы вырученные деньги в экономику России. Но от них вряд ли дождемся...

Цепочка «товар-деньги-товар» в экономике России разрушается

окончание добычи, а когда он (этот конец добычи) наступит, никому не известно. Создание ликвидационного фонда, общепринятого в мировой практике, в российском законе «О недрах» не предусмотрено.

Коэффициент извлечения нефти в России в два раза ниже среднемирового. Сегодня он не превышает 0,3, то есть 70% нефти не извлекается и, по существу, «заживо» хоронится и вряд ли достанется нашим потомкам. Как ни странно, хищническая эксплуатация производится на глазах контрольно-надзорных органов, но почему-то

не пресекается ими. Вроде бы есть Федеральный закон «Об охране окружающей среды», но он сам по себе и не имеет связи с законом «О недрах», равно, как и наоборот. При этом закон «О недрах» «главнее» закона «Об охране окружающей среды».

Теперь вернемся к приватизации государственной, то есть общенародной, собственности на недра и её связи с процессами приватизации, с начатой в 2012 г. новой волной приватизации. Здесь

Государство обязано переоформить лицензию и одновременно с этим государство не имеет права пересматривать и изменять условия пользования участком недр, установленные прежней лицензией

также закон «О недрах» никоим образом не увязан с законами о приватизации и об акционерных обществах. В статье 1.2 закона «О недрах» приватизация участков недр запрещена: «Участки недр не могут быть предметом купли, продажи, дарения, наследования, вклада, залога или отчуждаться в иной форме. Права пользования недрами могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому в той мере, в какой их оборот допускается федеральными законами».

Но при этом хорошо известно, что вторичный оборот права пользования недрами (то есть лицензий) допускается «федеральными законами». И таким законом стал именно закон «О недрах», в котором в 1995 г. появилась статья 17.1 «Переход права пользования участками недр и переоформление лицензий на пользование участками недр», в соответствии с которой идет оживленная торговля лицензиями, их вторичный оборот и передел собственности. При этом государство обязано (именно обязано!) переоформить лицензию и одновременно с этим государство не имеет права пересматривать и изменять «условия пользования участком недр, установленные прежней лицензией». Вот уж воистину выданная однажды бесплатно лицензия становится золотым дном для её обладателя. Россия – это единственная в своём роде страна лицензий-одиночек. Даже на уникальные и крупнейшие месторождения площадью в

десятки тысяч км² выдаётся лицензия одному юридическому лицу, счастливому (заранее определённом государством) обладателю этих месторождений. Более того, Россия является чуть ли не единственной в мире страной, где не только уникальные месторождения монополизировали компании-однодневки (а не консорциумы компаний), но произошла монополизация некоторыми недропользователями подавляющего большинства

лицензий на отдельные виды полезных ископаемых, к примеру, Газпром – добыча газа, Алроса – добыча алмазов, Норникель – добыча никеля, платины и т. д. Аксиомой рыночных отношений является стоимостная оценка собственности. Согласно этой аксиоме, государство, как собственник участков недр, должно оценить свою собственность, внести её в государственный реестр, то есть зафиксировать кадастровую стоимость своей собственности в государственной казне. С этой целью в 1995 г. в закон «О недрах» была введена опять-таки расплывчатая и двусмысленная статья 23.1: «Государственное регулирование отношений недропользования и решение

Выданная однажды бесплатно лицензия становится золотым дном для её обладателя

задач развития минерально-сырьевой базы осуществляются с использованием геолого-экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр. Методики геолого-экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр по видам полезных ископаемых утверждаются федеральным органом управления государственным фондом недр».

В этой статье, во-первых, искажена цель стоимостной оценки, во-вторых, вводится понятие геолого-экономической оценки, но

экономическая и геологическая сущность такой оценки не раскрыта, не дано её определение, в-третьих, имеется отсылка на некие методики, ни одна из которых до сегодняшнего дня не утверждена.

Показательно, что спустя 20 лет после принятия закона «О недрах» в МПР в 2013 г. в качестве законодательной инициативы подготовлен проект федерального закона «О внесении изменений в статью 23.1 закона Российской Федерации «О недрах»». Когда я услышал об этой инициативе, то честно говоря, подумал, что наконец-то составлена методика стоимостной оценки. Но оказалось, что наоборот, упоминание о стоимостной оценке из закона «О недрах» вовсе исключается. Остаётся снова никак не объясняемая почему-то одна (именно одна, хотя этого не может быть) геолого-экономическая оценка.

Если указанная поправка будет принята, из закона «О недрах» исчезнет чуть ли не последний рыночный элемент и участки недр не будут подлежать стоимостной (кадастровой) оценке и занесению в государственный реестр и государственную казну. Соответственно российское общество лишится возможности хотя бы узнать, какова стоимость принадлежащих ему участков недр.

Надо сказать, что российское общество не особенно озабочено желанием узнать о размерах национального природного богатства. В обществе, которое

за 70 советских лет привыкло, что все определяется властями и от позиции граждан ничего не зависит, практически не развита гражданская составляющая. Видимо, это одна из главных причин того, что все мероприятия по переделу общенародной собственности с начала 90-х годов прошлого века проходят, минуя граждан. К приватизационным играм общество всерьёз не допускается. Кстати, наибольшую обиду российские граждане сохранили к чековой приватизации 90-х. А ведь тогда была предпринята, пусть неудачная,

но всё же попытка наделить все население страны частичками государственной собственности. К итогам первой приватизации возвращаются все прошедшие 20 лет. Иногда звучат призывы компенсировать населению приватизационные долги. Зачастую предлагаются абсурдные решения,

В обществе, которое за 70 советских лет привыкло, что все определяется властями и от позиции граждан ничего не зависит, практически не развита гражданская составляющая

как например предложение депутатов Госдумы (В.Алксниса, С.Бабурина и др., 2007 г.) выплатить каждому россиянину по 4 млн рублей.

По своей экономической сущности закон «О недрах» позволил приватизировать доходы от недропользования очень узкому кругу населения.

Конечно, никто не будет пересматривать итоги прошедшей приватизации, это просто невозможно. Однако сегодня на новой волне приватизации предоставляется возможность восстановить социальную справедливость.

Во все прошедшие этапы приватизации в уставные капиталы (УК) предприятия включались только основные фонды. На природные ресурсы (в частности, недра) сохранилась государственная собственность. Возможно поэтому они не входили в УК. Тем не менее, природно-ресурсные активы могут стать основой ассоциированной государственно-частной собственности, которой должны владеть все граждане России.

Ассоциированная государственно-частная собственность представляет собой совокупность частичек государственной природно-ресурсной собственности, записанных на персональные приватизационные счета граждан в виде наделённых им в равном количестве акций национального природно-ресурсного богатства России. Важно, что создание ассоциированной государственно-частной собственности сопровождается не раздачей денег населению, а установлением Правительством РФ долей

национального богатства с последующим зачислением на приватизационные счета дивидендов в собственность граждан, выраженную в акциях. С этой целью должен быть создан единый фонд национальных дивидендов, который был предложен академиком Д.С.

Львовым в 2000 г. Дивиденды граждан должны использоваться только на определённые цели, такие как покупка акций, будущая пенсия, покупка жилья и т. п.

Создание ассоциированной государственно-частной собственности будет означать участие всех слоев общества в приватизации, приведет к расширению числа собственников, заботящихся о преумножении своей собственности и несущих ответственность за неё. Средства этих новых собственников будут вовлечены в инвестиции на развитие реальной экономики.

За 20 лет существования закона «О недрах» в России сформировались монопольные и олигопольные компании-недропользователи, которые «задушили» средний и малый бизнес. Особенно это заметно в нефтегазодобывающей отрасли. Более того эти компании не допускают появления новых крупных компаний. Происходит дальнейшая монополизация, поглощение друг другом, что отчётливо проявляется с компанией «Роснефть», которая поглотила (или проглотила)

За 20 лет существования закона «О недрах» в России сформировались монопольные и олигопольные компании-недропользователи, которые «задушили» средний и малый бизнес

ТНК-ВР, собирается поглотить «Транснефть», «Сургутнефтегаз», «Зарубежнефть» и др.

В начатой в 2012 г. новой волне приватизации, по существу, происходит передел собственности, направленный на укрепление «избранных» властями

олигархов. По нашему глубокому убеждению, это очередная политико-экономическая ошибка властей. Надо не «избранных» олигархов укрупнять, а наоборот создавать новые компании с ассоциированными собственниками, коими должны быть граждане России...

Закон «О недрах» в современном его виде никоим образом не регулирует конкретное недропользование: ни технологию, ни охрану окружающей среды, ни комплексную эксплуатацию месторождений, ни первичную обработку до товаров первого передела, ни многое другое. В нем много слов о геологии, о каком-то воспроизводстве минерально-сырьевой базы (хотя не определено, что под этим понимается), о каком-то ведомственном кадастре (хотя он назван государственным), о каком-то рациональном освоении недр без объяснения, что под этим скрывается, о каких-то конкурсах и аукционах без установления требований к их проведению, о каких-то антимонопольных требованиях (хотя они численно никак не обозначены), о каком-то возмещении причиненного вреда без объяснения, что считать вредом и как его определить и т. д. и т. п.

В завершение этой части статьи отметим, что, безусловно, закон «О недрах» должен быть базовым для всей российской экономики, но он таковым не является. Напротив, закон «О недрах» имеет явную антисоциальную направленность. Он - псевдорыночный, уводящий нас в сырьевые века и сырьепреклонение. Если Россия поставила перед собой цель стать истинно рыночным и демократическим государством, то закон «О недрах» надо отменить и принять настоящий «Горный

кодекс», который либералы отвергли в 1992 г. Также надо принять специальный закон о кадастровой оценке, регистрации и приватизации объектов недропользования.

Не менее пагубную роль играют законодательные акты,

принимаемые Правительством РФ, в частности, Минприроды в сфере недропользования. Среди этих актов особо выделяется необдуманностью, неграмотностью и коррупционностью «Методика расчёта минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами»,

Условные запасы – это геолого-экономический нонсенс, придуманный чиновниками МПР

утверждённая приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 30 сентября 2008 г. № 232 (далее «Методика»). Этой методике всего 4 года, но в неё уже 4 раза вносились изменения. Казалось бы, формулировка стартового размера разового платежа (бонуса), изложенная в статье 40 закона «О недрах» «Пользователи недр, получившие право на пользование недрами, уплачивают разовые платежи за пользование недрами при наступлении определённых событий, оговоренных в лицензии (далее в настоящей статье – разовые платежи за пользование недрами.)

Минимальные (стартовые) размеры разовых платежей за пользование недрами устанавливаются в размере не менее чем десять процентов величины суммы налога на добычу полезных ископаемых в расчёте на среднегодовую мощность добывающей организации», является простейшей, экономически явной. Но чиновники препарировали эту формулировку так, что сам «чёрт ногу сломает».

Во-первых, по непонятным причинам пропущен «перечень определённых событий», при наступлении которых уплачивается разовый платёж (бонус).

Во-вторых, очень путано и двусмысленно изложена экономическая сущность понятия «среднегодовой мощности добывающей организации».

В-третьих, неожиданно возникают оценённые запасы категории С₂ и ресурсы нефти и газа категории С₃, D_{1л}, D₁ и D₂ упоминание которых в законе «О недрах» отсутствует.

В-четвёртых, эти оценённые запасы и ресурсы по явно непродуманным и не соответствующим

статистическим реальным коэффициентам (единым для огромной и разнородной территории России) приводят к условным запасам. Вообще, условные запасы – это геолого-экономический нонсенс, придуманный чиновниками МПР для обеспечения воспроизводства МСБ углеводородов, чтобы прирост

условных запасов превышал добычу реальных объёмов нефти и газа. При этом в отчётах слово «условные» отбрасывается, считаются только запасы и получается всё окэй – план по воспроизводству выполнен и перевыполнен. «Всё хорошо, прекрасная маркиза...».

В-пятых, в «Методике» центральное место занимает формула расчёта этих условных запасов. Приведём её:

$$ABC_{1усл} = A+B+C_1 + 0,5 \cdot C_2 + \frac{1}{(1+1,5 \cdot E)^1} \cdot (KПс_3 \cdot C_3 + 0,1 \cdot D_{1л}) + \frac{1}{(1+1,5 \cdot E)^2} \cdot (0,05 \cdot (D_1 + D_2))$$

где:

$\frac{1}{(1+1,5 \cdot E)^t}$ – поправочный коэффициент, учитывающий сроки

проведения работ по геологическому изучению, необходимых для подтверждения и перевода запасов и ресурсов полезных ископаемых из низших в более высокие категории, t₁ – принимается 5 лет; t₂ – принимается 10 лет;

E – коэффициент приведения планируемых денежных поступлений, равный ставке рефинансирования Центрального банка Российской Федерации на дату определения размера разового платежа (единиц);

A, B, C₁, C₂ – объём запасов соответствующих категорий;

C₃, D_{1л}, D₁, D₂ – объём прогнозных ресурсов соответствующих категорий;

KПс₃ – коэффициент подтверждаемости ресурсов категории С₃.

Любой экономист (но не чиновник!) знает, что под ставкой рефинансирования Центробанка РФ понимается процентная ставка предоставления кредита коммерческим банкам. Почему-то, по неизвестной мне логике, эта

ставка увеличивается в полтора раза. Судя по обозначению (E) авторы «Методики», очевидно, имели в виду ставку дисконтирования E, которая широко применяется в геолого-экономической оценке для учёта фактора времени при прогнозировании и приведении стоимостных показателей капитальных затрат к заданному моменту времени. Опять-таки любой экономист и грамотный геолог (но не чиновник!) знает, что дисконтировать можно только стоимостные показатели. Остаётся загадкой, как можно дисконтировать физические показатели, то бишь тонны нефти и млн м3 газа. Поэтому, как не крути, в вышеприведенной формуле расчёта условных запасов налицо имеется экономическая ошибка, которую почему-то чиновники не замечают. Чисто арифметически по формуле расчёта условных запасов ресурсы сильно уменьшаются. Зачем, кому это надо?

В-шестых, в соответствии с законом «О недрах» расчёт стартового платежа в «Методике» привязан к прогнозированию предлагаемого среднегодового значения налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Поскольку НДПИ рассчитывается не от дохода от добычи минерального сырья, а от цены на добытое сырьё, разовый платёж «наследует» эту установку и также зависит от цены на сырьё, а не от потенциального дохода, что было бы логичнее.

По действующей «Методике» установлен следующий порядок расчёта величины НДПИ: «Расчёт среднегодовой величины суммы налога на добычу полезных ископаемых осуществляется Федеральным агентством по недропользованию, его территориальными органами и подведомственными организациями исходя из стоимости единицы добытого полезного ископаемого (ЦПИ), определяемой по средней рыночной цене его реализации за период 6 месяцев, предшествующих дате объявления конкурса или аукциона». В этом установленном порядке несколько неопределённых действий.

Возникают резонные недоумённые вопросы.

Почему стоимость рассчитывается только с учётом предшествующих

шести месяцев? Для нефти это не приемлемо, из-за её значительных колебаний. В бюджете РФ принят расчёт скользящей цены нефти за пять лет и предполагается этот период расширить до десяти лет.

Что считать рыночной ценой нефти и газа – внутреннюю в России или при продаже за рубеж? При этом для нефти в «Методике» сделана отсылка к пункту 3 статьи 342 Налогового кодекса РФ, по которому установленная потонная ставка налога на добычу (она постоянно увеличивается) умножается на коэффициент, зависящий от уровня среднемировой цены нефти сорта «Юралс» за истекший месяц. Трудно логически и экономически понять взаимосвязь стартового платежа с «месячными» мировыми ценами на нефть и газ.

И, наконец, как определяется «среднегодовая» величина суммы налога на добычу нефти и газа? Для этого надо знать среднегодовой отбор нефти и газа на месторождении, зависящий от величины коэффициента

извлечения нефти (КИН) или газа (КИГ). В случае отсутствия ТЭО КИН в «Методике» даётся среднегодовой отбор нефти, зависящий от мощности месторождения. Но для этого надо знать объёмы ресурсов, привести их к условным запасам по вышеприведённой формуле, которая в свою очередь, ошибочная. Далее надо «с потолка» принять какое-нибудь значение КИН, чтобы перейти к извлекаемым запасам. В итоге получается заколдованный круг, выход из которого целиком лежит на профессионализме и «чутье» чиновника.

В заключение перечислим простые и одновременно сложные пути преодоления негативных проблем, накопившихся в нефтегазодобывающем комплексе России и, в частности, в воспроизводстве минерально-сырьевой базы углеводородов. Эти пути названы нами пять D (5 D): деофшоризация, демонополизация, деприватизация, демократизация собственности, демократизация экономического строя России. ●

СИБМОЛОТ

644023, г. Омск, ул. 4-я Транспортная, 60
т./ф.: (3812) 547-800; 547-600; 547-672
E-mail: info@sibmolot.ru
www.sibmolot.ru

ООО «ПКФ «Сибирский Молот» - это специализированное предприятие по производству фланцев, крепежа, деталей и узлов трубопровода. Постоянное обновление и модернизация технической базы расширяет возможности производства, что делает нас одними из лидеров отрасли.

ООО «ПКФ «Сибирский Молот» производит высококачественную продукцию для систем трубопроводного транспорта, нефтяных, газовых трубопроводов и предприятий химической, нефтехимической, нефтяной и газовой промышленности.

Базовый ассортимент:

- **Фланцы** по ГОСТ 12821-80, ГОСТ Р 54432-2011, ГОСТ 28759.2(3,4,5)-90, ASME, ANSI, EN, DIN, по чертежам заказчика.
- **Заглушки** поворотные, заглушки фланцевые стальные ОСТ 26-11-07-85, ОСТ 34-10-428-90, АТК 24.200.02-90.
- **Крепежные изделия** (Шпильки, гайки, болты, шайбы)
- **Прокладки** овального и восьмиугольного сечения
- **Линзы** уплотнительные
- **Покówki свободнойковки** массой от 300 кг – 6 000 кг (Раскатные кольца, валы, диски с отверстием, цилиндры с отверстием, штамповые кубики, бруски и пластины)

Вся продукция предприятия имеет сертификаты качества.

На предприятии уделяется особое внимание качеству выпускаемой продукции. В качестве сырья используется только кованные или штампованные заготовки. На предприятии работает входной контроль материалов, производственный контроль, 100% приемосдаточный контроль готовой продукции.

Сумма этих факторов обеспечивает стабильно высокое качество продукции и постоянный спрос на нее в масштабах всей страны.

«Сибирский Молот» – Неизменно высокое качество!

КПП 550601001 ИНН 5506206929 р/с 40702810045000000829 в Омском ОСБ №8634, г. Омска, БИК 045209673 к/сч 30101810900000000673

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН АВТОНОМНЫМ МАГНИТО-ИМПУЛЬСНЫМ ДЕФЕКТОСКОПОМ

Д.Ю. Пятницкий,
ООО «Специальные
геофизические системы»

С.А. Заварин,
ООО «Компания
Полярное Сияние»

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений одной из наиболее актуальных проблем является исследование технического состояния скважин. Для продления срока безаварийной эксплуатации и планирования сроков капитального ремонта скважин необходима детальная и точная характеристика дефектов. Важно не только оценить общее техническое состояние колонны, но и предсказать появление дефектов в будущем, по мере их развития. Данные геофизических методов используются нефтегазодобывающими предприятиями для оценки необходимости замены НКТ, определения интервалов и возможных методов капитального ремонта или принятия решения о ликвидации скважины.

Техническое состояние скважин характеризуется:

- Качеством цементирования обсадных и технических колонн, текущим состоянием цементного кольца.
- Герметичностью обсадных колонн, насосно-компрессорных труб, их резьбовых соединений, наличием интервалов деформаций (смятий, разрывов), интервалов развития внешней и внутренней коррозии и абразивного износа.
- Устойчивостью колонн, конструкции скважины, изгибом и искривлением колонн, напряженно-деформационным состоянием

крепю, состоянием пород в прискважинной зоне.

- Состоянием призабойной части скважины и забойного оборудования: зоны перфорации, фильтра, состоянием пород, наличием песчаных пробок, уровнем жидкости в стволе скважины и образованием отложений тяжелых углеводородов и солей.

- Состоянием устьевого оборудования и насосно-компрессорного оборудования (клапана отсекающего, пакера, перфорационного патрубка и т.д.).

Одной из основных задач, решаемых при определении технического состояния скважин, является дефектоскопия труб и муфтовых соединений НКТ, эксплуатационной, технической колонны, контроль состояния насосно-компрессорного скважинного оборудования (пакера, фильтра, переводников и т.д.).

Наиболее перспективных методов для решения таких задач и является магнитоимпульсная дефектоскопия. Метод основан на эффекте возбуждения в колонне тока индукции путем воздействия на нее импульсным магнитным полем с последующей регистрацией приемной катушкой спада электродвижущей силы (ЭДС), наведенной в трубах. Затухание ЭДС зависит от конструкции скважины (количества исследуемых колонн), суммарной толщины стенок колонн, их диаметра, электромагнитных свойств используемого металла: проводимости и магнитной проницаемости. По характеру этого затухания определяется толщины колонн и оценивается наличие и характер дефектов. Преимущество данного метода главным образом и состоит в возможности проведения исследований в одно-, двух- и многоколонных конструкциях.

Проведение магнитоимпульсной дефектоскопии не требует специальных подготовительных мероприятий на скважине, промывки, глушения скважины или демонтажа НКТ.

Предприятием ООО «Специальные геофизические системы» для исследования технического состояния скважин с использованием металлической проволоки разработана и внедрена серия автономных магнито-импульсных дефектоскопов МИД. Аппаратура создавалась в первую очередь для исследования скважин с аномально высоким устьевым давлением в агрессивной среде, где проведение исследований на геофизическом кабеле имеет существенные технические ограничения.

Магнито-импульсные дефектоскопы предназначены для исследования технического состояния эксплуатационной обсадной колонны скважины или двух колонн одновременно (эксплуатационной обсадной и колонны насосно-компрессорных труб НКТ), определения величины отклонения толщины стенок этих труб от паспортного значения, обнаружения в них поперечных и продольных дефектов, определения и уточнения положения элементов конструкции скважины (пакеров, центраторов, клапанов, переводников и т.д.).

Дефектоскопы подтверждены сертификатом соответствия №ССГП 01.1.1-147, выданным Центральным сертификационным органом Системы сертификации геофизической продукции Европейско-Азиатского геофизического общества (ЕАГО) и поставляются в различных модификациях: МИД-А (САДКО) – для исследования колонн с внутренним диаметром от 55

мм до 350 мм, МИД-НМ-А-42 и МИД-НМ-К-42 (модификация для использования в составе каротажной станции) – для исследования колонн с внутренним диаметром от 55 мм до 220 мм и МИД-НМ-А-32 – для исследования колонн с внутренним диаметром от 40 мм до 100 мм. Все модификации дефектоскопов поставляются в коррозионно-стойком исполнении для работы в среде с содержанием сероводорода до 30%.

Основные технические характеристики дефектоскопов представлены в табл.1.

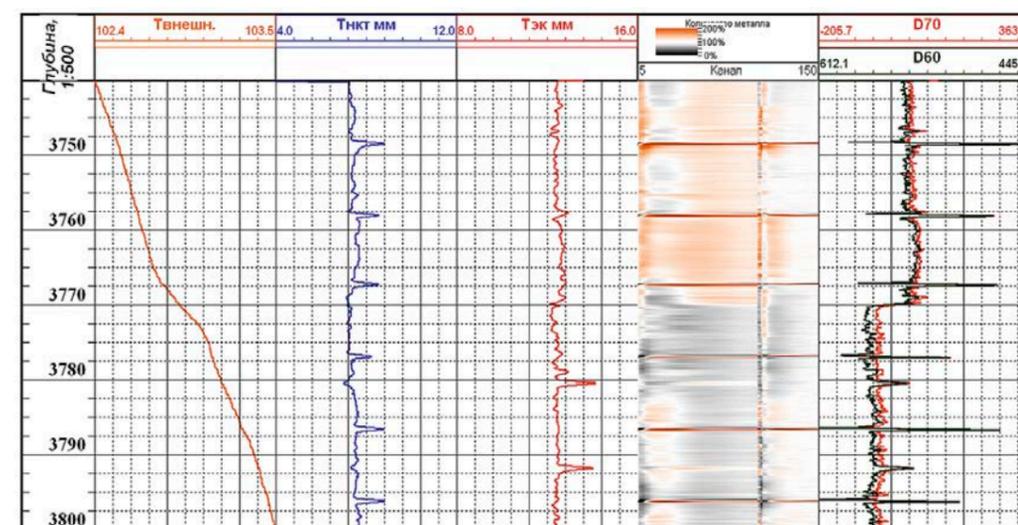
Дефектоскоп в своем составе имеет 5 физических датчиков: длинный осевой зонд L короткий осевой зонд S, датчик давления Р со встроенной системой термодатчика, датчик контроля температуры Т флюида, датчик магнитного поля Н (только для модификации МИД-НМ). Кабельные варианты исполнения снабжены дополнительно каналом регистрации естественного гамма-излучения (канал ГК).

Длинный зонд предназначен для исследования интегральных характеристик НКТ и эксплуатационной колонны, для исследования труб большого диаметра, определения местоположения элементов конструкции скважин и подтверждения конструкции многоколонных скважин. На рис. 1 показан пример расчета толщины НКТ и эксплуатационной колонны с локализацией башмака технической колонны.

ТАБЛИЦА 1. Технические характеристики

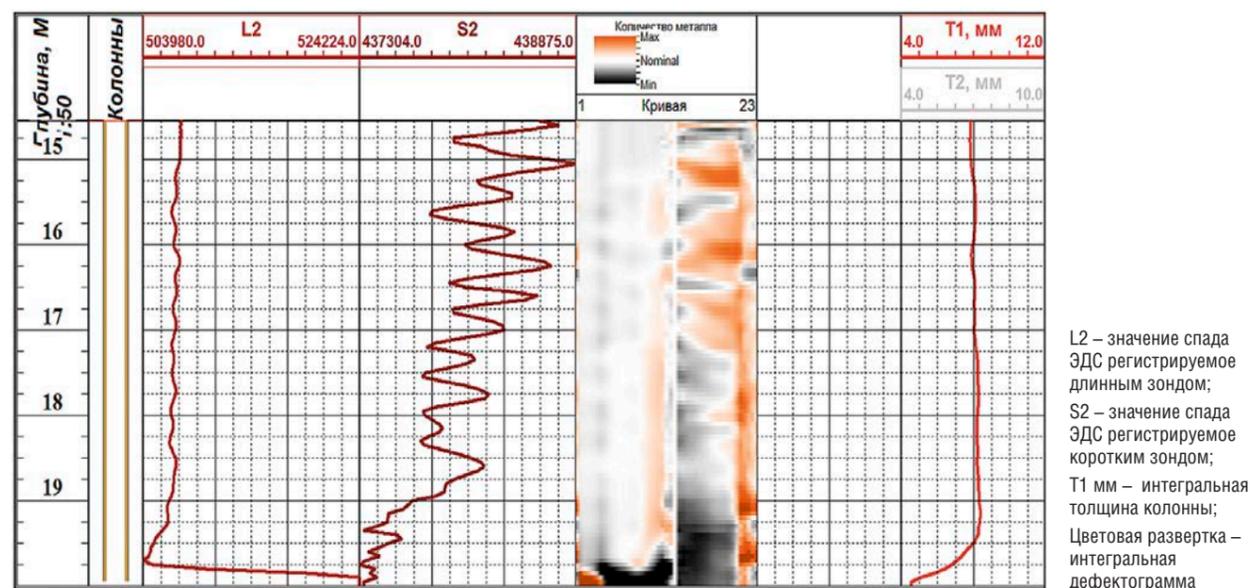
Наименование	Значение	
	МИД-НМ-А32	МИД-НМ-К42 (МИД-НМ-А42)
Максимальное рабочее давление, МПа, не более	80	
Диапазон рабочих температур, °С	от 0 до 125	
Количество исследуемых труб	1	1, 2
Минимальный внутренний диаметр исследуемых труб, мм	42	52
Максимальный наружный диаметр исследуемых труб, мм	147	273(340)
Максимальная толщина одиночной исследуемой трубы, мм	16	
Максимальная суммарная толщина двух исследуемых труб, мм	-	25
Погрешность измерения толщины стенки одиночной трубы, мм	±0,25	
Погрешность измерения толщины стенки обсадной трубы сквозь НКТ, мм	-	±0,75
Минимальная протяженность дефекта типа «трещина» вдоль оси трубы, необходимая для обнаружения, должна составлять:		
- при исследовании одиночной трубы 2,5", мм	50	50
- при исследовании одиночной трубы 5", мм	-	70
- при исследовании обсадной 5" трубы сквозь НКТ, мм	-	150
Минимальная протяженность обнаруживаемого дефекта типа «поперечная трещина»:		
- при исследовании одиночной трубы 2,5", мм		50
- при исследовании одиночной трубы 5", мм		100
Разрешающая способность по давлению, МПа	-	0,0004
Разрешающая способность внешнего термометра, °С	-	0,01
Максимальное время непрерывной записи, ч	14	12(8)
Габаритные размеры:		
- длина (с центраторами), мм, не более	1950	2650(2900)
- диаметр, мм, не более	32	42(45)
Масса прибора с центраторами, кг, не более	11	15(18)

РИС. 1. Пример расчета толщины НКТ и эксплуатационной колонны



На глубине 3770 м – башмак технической колонны. Суммарная толщина труб в зоне «уверенного» вычисления толщины второй колонны – 20 мм, выше башмака технической колонны – 32 мм. D60, D70 – дифференциальные дефектограммы; Тнкт мм – толщина НКТ; Тэк мм – толщина эксплуатационной колонны; Твнешн – температура флюида; Цветовая развертка – интегральная дефектограмма

РИС. 2. Пример определения дефекта «сверлящая перфорация» длинным и коротким зондами



L2 – значение спада ЭДС регистрируемое длинным зондом;
 S2 – значение спада ЭДС регистрируемое коротким зондом;
 T1 мм – интегральная толщина колонны;
 Цветовая развертка – интегральная дефектограмма

Короткий зонд предназначен для проведения детальных исследований (локализации дефектов, определения зон перфорации, вычисления толщины) в НКТ или при ее отсутствии – ближней к скважинному прибору колонны с внутренним диаметром до 120 мм. На рис. 2 показана локализация дефекта «сверлящая перфорация» длинным и коротким зондами на модельной 147-миллиметровой трубе с системой отверстий диаметром от 10 до 14 мм. Видно, что дефектограмма короткого зонда S2 более детально локализует эту искусственно созданную зону нарушений в колонне.

Наличие в составе аппаратуры высокочувствительных датчиков температуры и давления дает возможность провести замеры этих параметров по стволу скважины с высокой точностью и получить дополнительную информацию о техническом состоянии скважины. Разрешающая способность датчика давления позволяет вычислить плотность флюида и при необходимости определить местоположение границ интервалов притока нефти или газа в скважине (построение профиля притока). Для регистрации температурных аномалий, возникающих вследствие негерметичности в муфтовых

соединениях и конструктивных неоднородностей в скважинах (например зона башмака технической колонны на рис.1), и подтверждения зон перфорации подземного оборудования используется прецизионный термометр с постоянной времени 2 секунды. При определении дефектов «разрыв колонны» в дефектоскопах серии МИД- НМ используется датчики магнитного поля большого и малого осевого зонда Н1 и Н2. Наличие горизонтальных дефектов или разрывов колон приводит к появлению дополнительных магнитных зазоров в системе

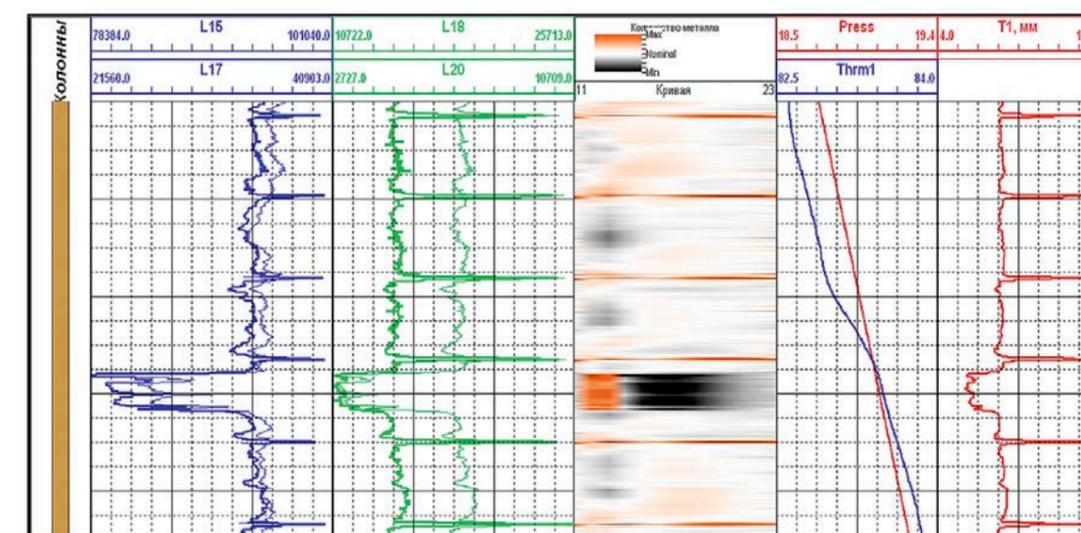
РИС. 3. Запись на моделях. Локализация поперечного разрыва



L8-L20 – дефектограммы длинного осевого зонда;
 T1 мм – интегральная толщина колонны;

H1 – напряженность магнитного поля;
 Цветовая развертка – интегральная дефектограмма

РИС. 4. Пример коррозионного износа НКТ



L15-L18 – дефектограммы длинного осевого зонда;
 T1 мм – интегральная толщина колонны;
 Thrm – температура флюида;

Press – давление;
 Цветовая развертка – интегральная дефектограмма

датчик – исследуемая среда, что влияет на напряженность магнитного поля.

На рис. 3 показана локализация горизонтального разрыва колонны на модельной 73-миллиметровой трубе.

Пример успешного проведения работ дефектоскопом МИД-НМ по контролю техсостояния скважины с обнаружением участка НКТ с коррозионным износом представлен на рис. 4.

Выявленный дефект подтвержден после демонтажа НКТ вскрытием данного интервала (рис. 5).

Представленный материал достаточно очевиден и прост в интерпретации, поскольку износ произошел в теле трубы и являлся, скорее всего, следствием

больших скоростей потока высокоминерализованной и обводненной скважинной продукции.

При исследовании технического состояния труб мы можем выявить их износ, сопоставляя подозрительные участки дефектограммы с дефектограммой неизношенных интервалов колонны, и рассчитать отклонение толщины стенки трубы после введения априорных данных. А что же делать если ситуация не так однозначна? Например при исследовании на наличие дефектов таких элементов конструкции скважины, как муфтовых соединений, переводников, пакеров и т. д. возникает неоднозначность, зависящая от индивидуальных

конструктивных особенностей этих элементов.

На рис. 6 приведен пример результатов дефектоскопии по одной из добывающих скважин. Данные дефектоскопии подтверждают сведения о конструкции скважины:

- пакер на глубине 875м;
- интервал перфорации ниже 930 м;
- длина интервала НКТ между пакером и интервалом перфорации соответствует паспортному значению.

По поведению кривых дефектограмм и толщинограмм отмечается износ труб в интервале 895-930 м. А что можно сказать о состоянии пакера и установленных после него удлинителя и переводника? То, что

РИС. 5. Разрез НКТ с коррозионным износом



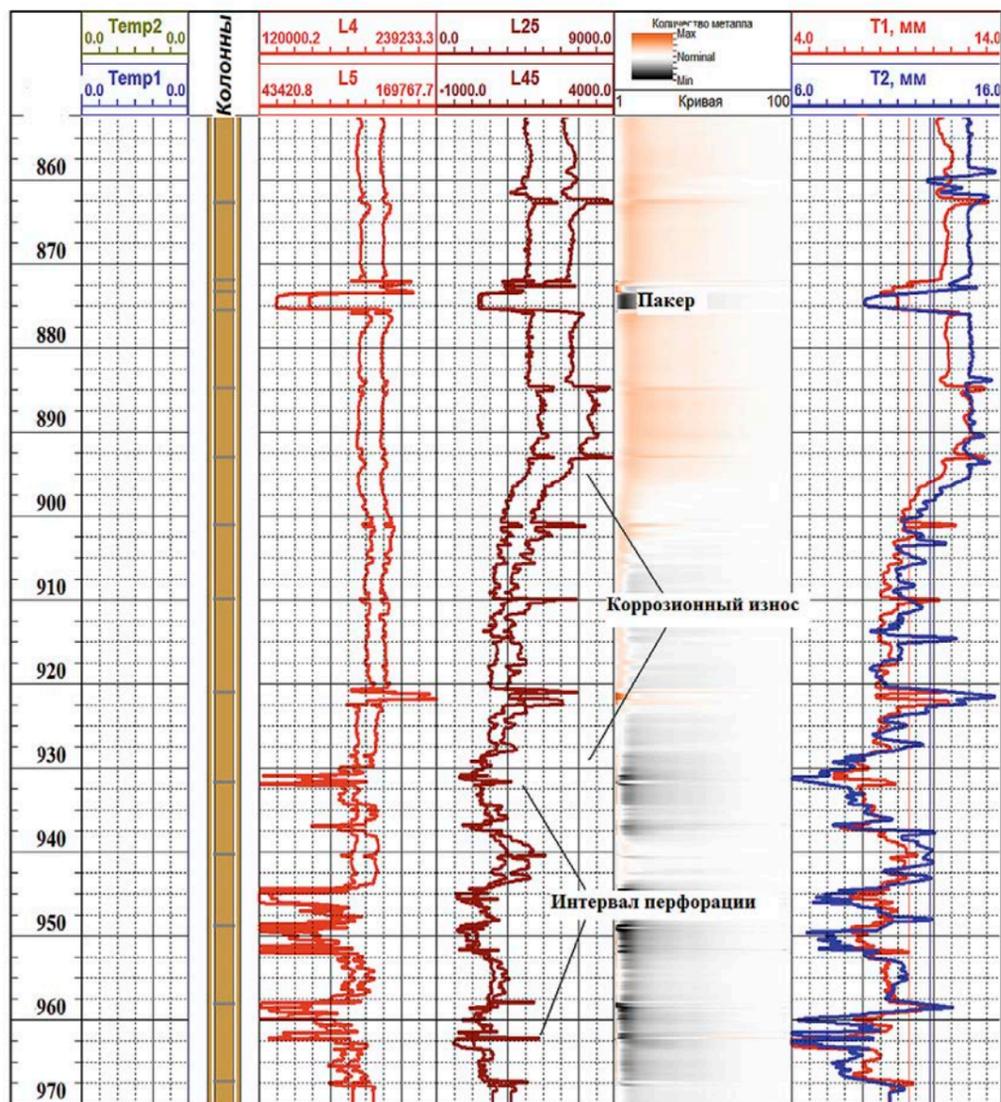


РИС. 6. Работа в эксплуатационной скважине. Выделение основных конструктивных элементов

они присутствуют в конструкции насосно-компрессорного оборудования, и что они находятся на заданной глубине в соответствии с Актом на спуск НКТ. Оценить состояние этих элементов на наличие дефектов можно с большой степенью погрешности.

То же самое можно сказать и о муфтовых соединениях. На рис. 7 представлены результаты исследования НКТ с зафиксированной неоднородностью в одном из муфтовых соединений.

Это что? Дефект или естественное состояние данного муфтового соединения? Можно ли однозначно интерпретировать неоднородность на отметке 122 м. как возможный дефект?

При оценке технического состояния элементов конструкции насосно-компрессорного оборудования, эксплуатационной колонны косвенными методами, к каким и относится магнитоимпульсная дефектоскопия, важно не то, какое значение имеет физическая величина (в данном случае ЭДС) с

помощью которой мы пытаемся провести эту оценку, а то, как эта физическая величина изменялась во времени или в пространстве. Т.е. для корректной оценки износа конструктивных элементов скважин необходимо набрать статистику. Такую статистику можно получить, проводя фоновые замеры сразу после спуска НКТ и периодические исследования в процессе эксплуатации скважины.

Пример оценки технического состояния НКТ на основе двух исследований с периодичностью 10 месяцев представлен на рис.8.

РИС. 7. Работа в эксплуатационной скважине. Неоднородность в муфтовом соединении на 122 м

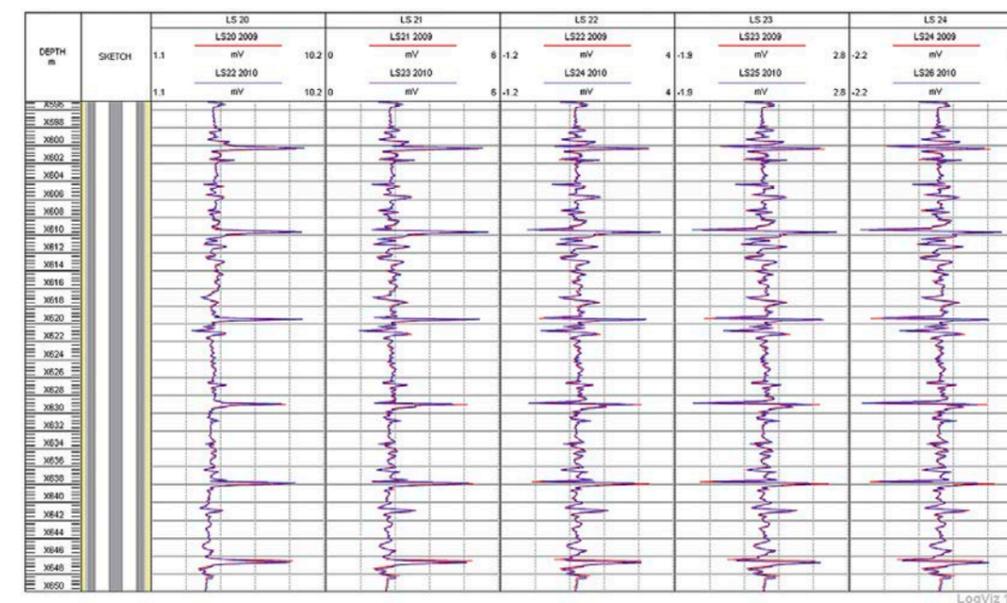
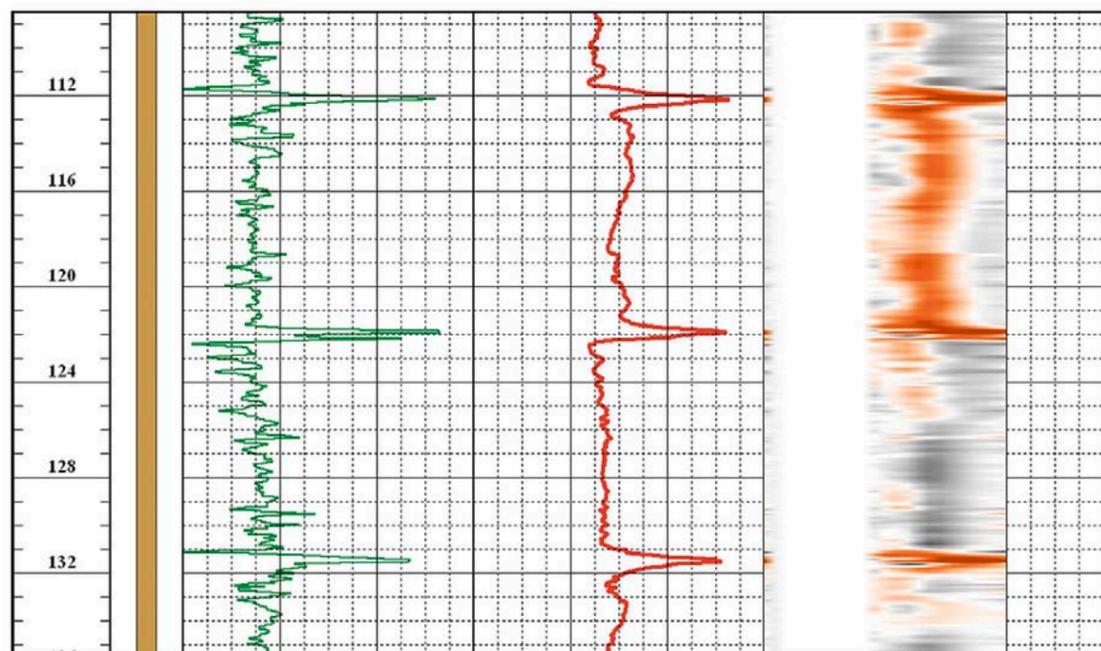


РИС. 8. Сопоставление результатов исследований технического состояния НКТ

РИС. 9. Обнаружение дефектов НКТ методом сопоставления двух записей

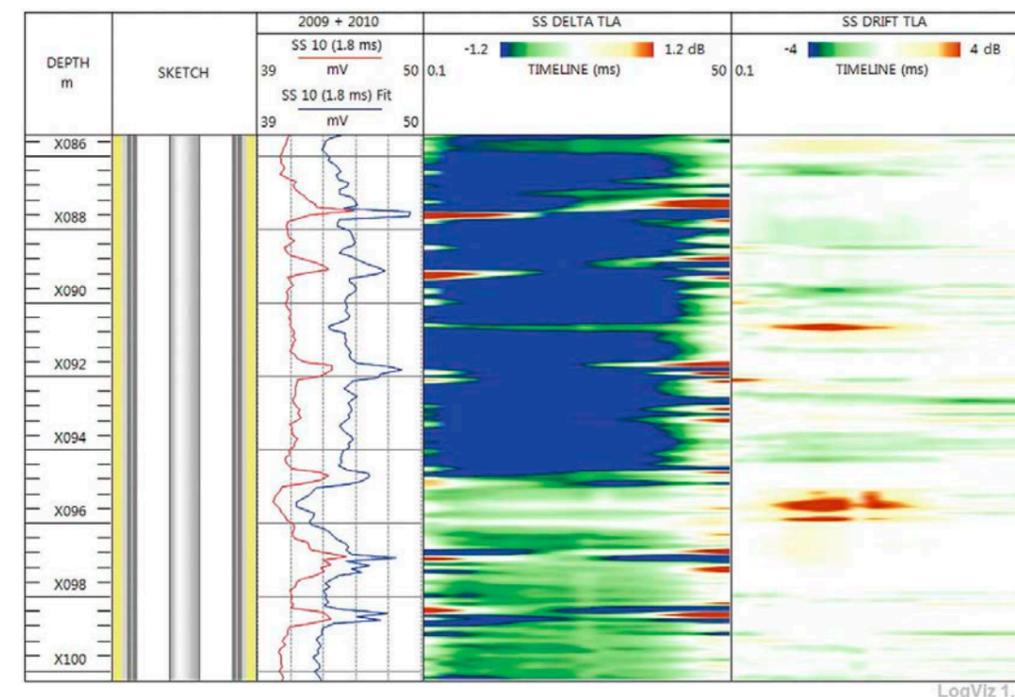


РИС. 10. Моделирование внешнего дефекта 55x20x1,5 мм в 73 мм НКТ с толщиной стенки 5,25 мм



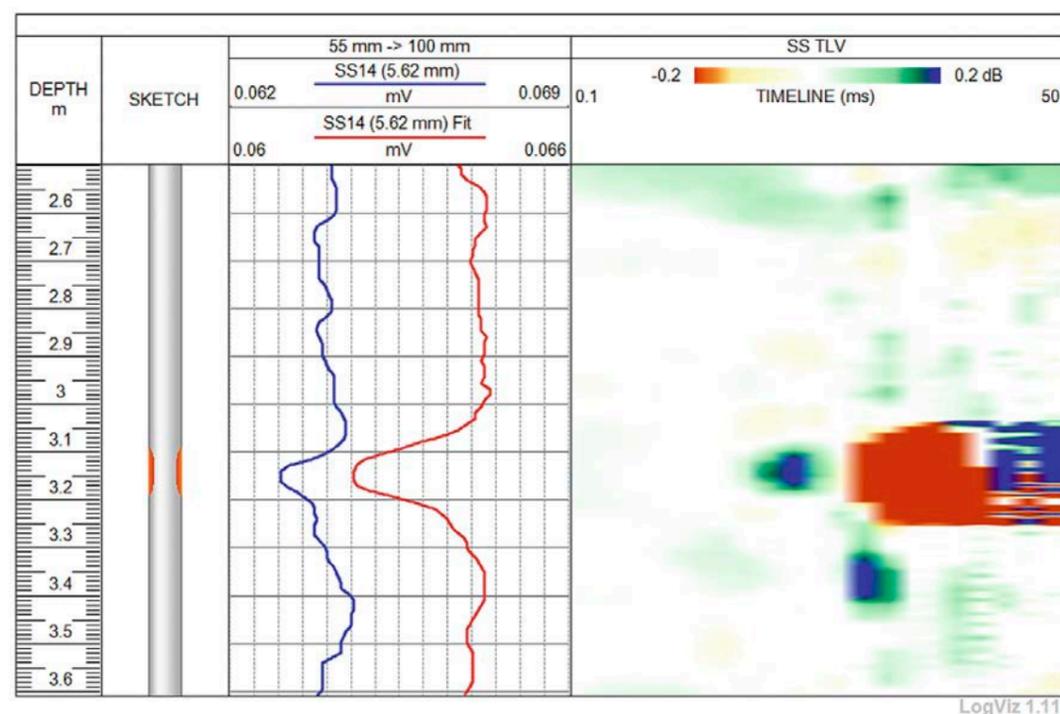
РИС. 11. Моделирование внешнего дефекта 100x20x1,5 мм в 73 мм НКТ с толщиной стенки 5,25 мм



Анализ технического состояния НКТ проводился методом сопоставления первичной записи 2009 года с записью 2010 года, а также сопоставления расчетных толщин.

В верхней части колонны, примерно до 2400 м наблюдалась абсолютная идентичность, как первичных данных, так и вычисленных толщин. На рис. 8 видна

РИС. 12. Внешний дефект 100x20x1,5 мм в 73 мм НКТ локализуется после совместной обработки двух последовательных замеров



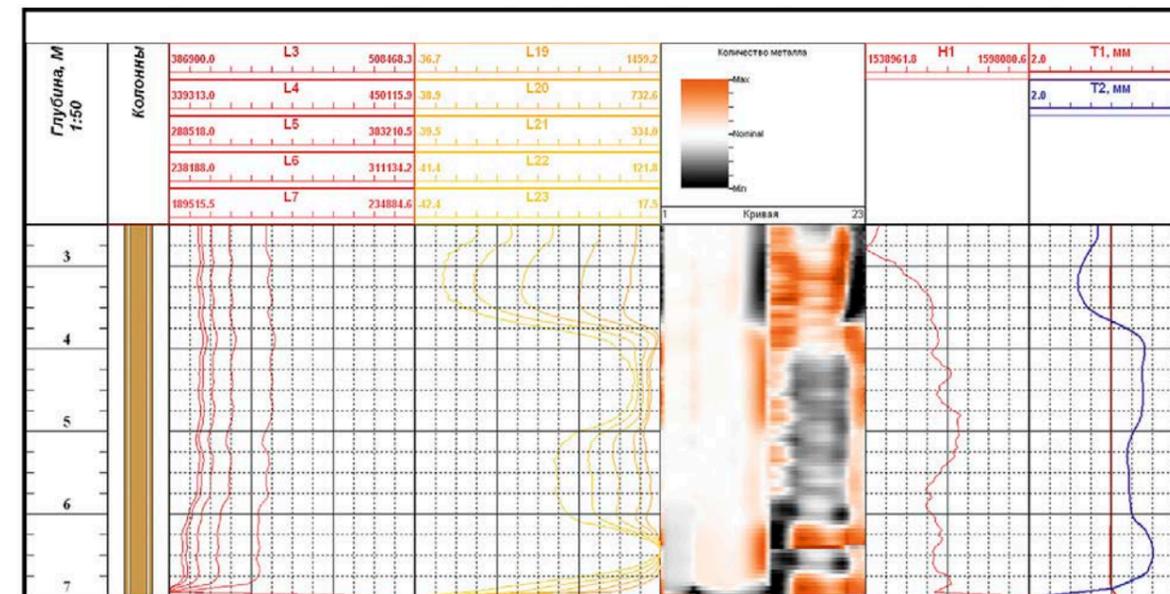
абсолютная идентичность кривых. Представленные результаты явились основанием для переноса сроков ремонта скважины.

В нижней части скважины видны изменения, связанные с увеличивающимся прогибом трубок НКТ и более выраженным эксцентриситетом колонн и появившейся незначительной коррозией. На рис. 9 представлен фрагмент скважины с предполагаемым развитием локальной коррозии на глубине x090,5 м и развивающейся коррозией на глубине x095,5 м.

Для оценки дефекта, представленного на рис.9, были проведены лабораторные исследования чувствительности дефектоскопа к изменению толщины НКТ или развитию коррозии. На внешней стенке НКТ смоделировали несквозной дефект размером 55x20x1,5 мм (рис.10) мм, провели замер дефектоскопом МИД-НМ. Затем увеличили «дефект» до размеров 100x20x1,5 мм (рис.11) и провели повторный замер.

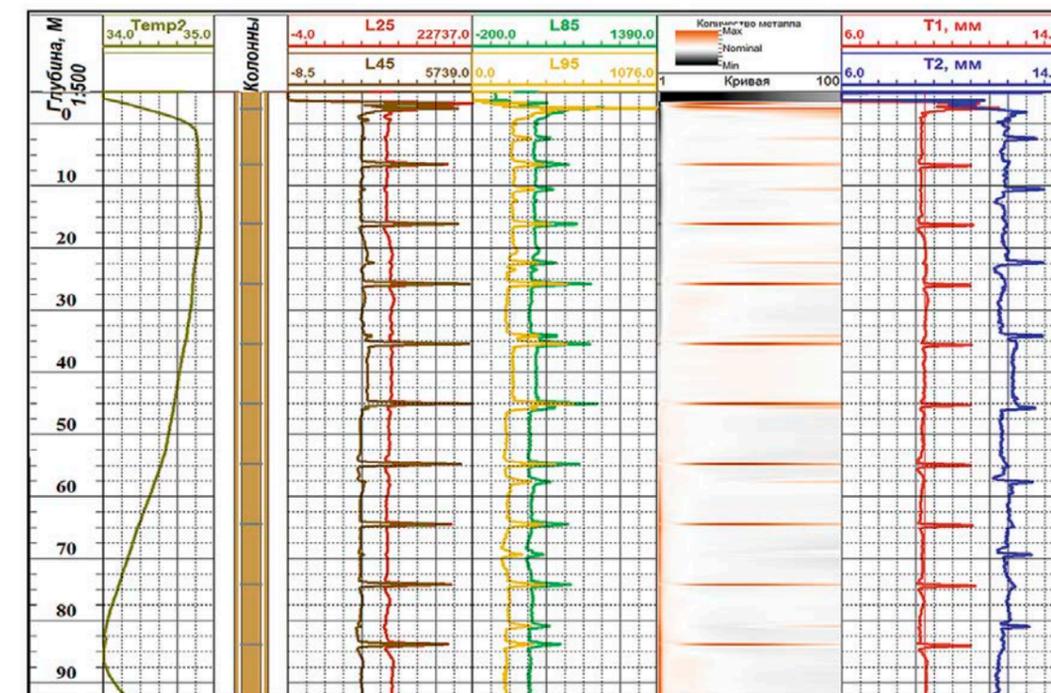
Прямая обработка результатов исследования не дает ответа о наличии каких-либо нарушений состояния НКТ, о наличии дефекта можно сказать лишь по дефектограмме L16. При

РИС. 13. дефектоскопа МИД-НМ к изменению толщины второй колонны



Определение толщины 147 мм трубы при исследовании через цельную 73 мм трубу с толщиной стенки 5,25 мм. (Исследования на моделях).
Толщина 147 мм трубы в интервалах:
2,75-3, 75 м – 2,2 мм;
3,75-5, 00 м – 7,34 мм;
5,00-6, 00 м – 5,51 мм;
6,00-6, 75 м – 7,89 мм

РИС. 14. Изменение конструкции эксплуатационной (T2) колонны



При строительстве эксплуатационной колонны использовались трубы с различной толщиной стенки

интерпретации замеров в реальной скважине дефект такого рода скорее всего выявлен не будет. При сопоставлении дефектограмм дефектов 550x20x1,5 мм и 100x20x1,5 мм в полном временном интервале, развитие внешней «коррозии» проявляется

более явно (рис.12). По данному эксперименту можно судить и о чувствительности дефектоскопа МИД-НМ к интегральному изменению толщины стенки одиночной колонны, который в данном случае составляет около 0,01 мм.

Таким образом, аппаратура МИД-НМ является эффективным средством при организации постоянного мониторинга скважин в процессе их строительства и эксплуатации с целью прогнозирования развития дефектов и определения оптимальных сроков ремонта скважин. ●

БУДУЩЕЕ – ЗА КОМПЛЕКСНЫМИ ПОСТАВКАМИ!

Строительство объектов нефтехимической и энергетической промышленности – сложная комплексная задача, требующая своевременного и полного обеспечения материально-техническими ресурсами.

В связи с необходимостью привлечения разноплановых поставщиков, нередки случаи, когда у компании-подрядчика возникают сложности с комплектацией и поставками, что, в свою очередь, может привести к срывам сроков сдачи объекта.

Производственно-техническое объединение «Атлант» – одна из немногих компаний в России, предлагающая своим клиентам услуги комплексного обеспечения материально-техническими ресурсами.

Наш собеседник – коммерческий директор ЗАО «ПТО «Атлант» **Андрей Щенников** – расскажет о преимуществах комплексных поставок



Андрей Щенников,
Коммерческий директор
ЗАО «ПТО «Атлант»

– Андрей Юрьевич, объединение «Атлант» специализируется на комплексных поставках оборудования и материалов. Расскажите подробнее, в чем заключается эта комплексность?

– Мы стремимся к максимальному удовлетворению своих клиентов материально-техническими ресурсами. Зачастую при строительстве объектов возникает потребность в оборудовании и продукции, которую одно предприятие изготовить не в состоянии. И подрядчику необходимо привлечь двух, трех, а чаще – значительно большее число поставщиков. Естественно, он вынужден нести все расходы и риски, сопряженные с этим. Это и риск покупки по завышенной цене, и необходимость обеспечения логистических процессов, и угрозы срыва сроков строительства. Он даже может не найти нужного завода для производства продукции, если она сложная и нестандартная. Обратившись в компанию «Атлант», подрядчик обезопасит себя от всех этих проблем. Мы

полностью возьмем на себя обязательства по изготовлению и поставке необходимой продукции в установленные сроки. Мы фактически «под ключ» обеспечиваем оборудованием и материалами объекты своих клиентов.

– Можете привести пример успешной реализации комплексной поставки?

– Расскажу о проекте, реализацию которого мы завершили совсем недавно. К нам обратилась монтажная организация ООО «Фирма «ИНТРЕК», работавшая по проекту строительства главного корпуса Энергоблока №1 на филиале ОАО «ОГК-3» «Южноуральская ГРЭС-2». Нам было необходимо поставить более 1000 наименований продукции, в том числе: трубы по ГОСТ 10704-91, ГОСТ 8732-78 и ряду других стандартов, соединительные детали трубопроводов и опоры трубопроводов по чертежам заказчика. Дополнительной сложностью были крайне сжатые

сроки проекта. Проанализировав потребность заказчика, собственные производственные возможности и график монтажных работ, мы предложили осуществить поставку в два этапа. Первый этап поставки был реализован за 60 календарных дней, второй – за 45. А общий объем отгруженной продукции превысил 300 тонн. Это позволило нашим партнерам успешно завершить строительство в запланированные ранее сроки. Насколько мне известно, сейчас на данном участке проводится процедура приема-сдаточных испытаний. После того, как энергоблок будет введен в эксплуатацию, значительно повысится надежность энергоснабжения промышленных предприятий и бытовых потребителей на Южном Урале.

используем в работе новейшие IT-разработки и программное обеспечение, которое сделано специально под потребности объединения «Атлант». Так что все отделы – производственный, технического контроля,

В работе мы используем новейшие IT-разработки и программное обеспечение, которое сделано специально под потребности объединения «Атлант»

– Каким образом вашей компании удается координировать все процессы комплексных поставок?

– Прежде всего, это происходит благодаря тому, что в нашей компании работают высококвалифицированные специалисты, настоящие профессионалы своего дела. Мы стремимся обеспечить им максимально комфортные условия, чтобы они могли полностью сосредоточиться на работе над проектами наших заказчиков. Кроме этого, для минимизации рисков так называемого «человеческого фактора», мы

транспортно-экспедиционный, проектный и другие – у нас максимально автоматизированы. И дополнительным гарантом для наших клиентов может выступать тот факт, что в 2011 году «Атлант» успешно прошел сертификацию системы менеджмента качества по стандарту ISO 9001. Таким образом, заказчики, обращаясь к нам, могут быть уверены в том, что они общаются с профессионалами высокой квалификации, которые помогут им решить все поставленные задачи максимально эффективно и в самые минимальные сроки.



– Вы упомянули проектный отдел. В чем заключаются его функции?

– Как я уже говорил выше, в начале реализации каждого проекта, мы тщательно анализируем потребности заказчика, чтобы предложить ему наиболее оптимальные условия. При этом может возникнуть ситуация, что особенности производства той или иной продукции могут не в полной мере соответствовать необходимым требованиям. Тогда наш проектный отдел разрабатывает и предлагает альтернативу. Поясню на примере. Сейчас мы работаем с ООО «НПО «Ирвик», которое строит башенную гидрарню №4 на Липецкой ТЭЦ-2. Помимо изготовления сварной продукции, была необходима еще ее изоляция, причем изначально в проекте была заложена изоляция внутренним цементно-песчаным покрытием (ЦПП) и наружным покрытием из экструдированного полиэтилена весьма-усиленного типа (ВУС). Однако на практике ЦПП и ВУС одновременно нанести невозможно. Наша компания, ввиду возможности оказания инженеринговых услуг, пересогласовала совместно с заказчиком нанесение только внешней изоляции весьма-усиленного типа. Мы уже сделали несколько отгрузок готовой продукции, а в настоящий момент осуществляем поставку труб Ду1620 и соединительных деталей трубопроводов.

– Вы все производите сами?

– Наши производственные площади позволяют изготавливать широкий ассортимент продукции из

различных видов металла – мы делаем детали трубопроводов, всего более 200 наименований (полный перечень вы можете увидеть на нашем сайте www.atlant-nn.com).

Всю продукцию мы производим по стандартам ГОСТ, OCT, TY, ANSI, ASME, DIN, APE и другим нормативным документам. Также

вертикальный многоступенчатый центробежный насос GRUNDFOS в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями, колонки управления задвижкой с ручным приводом и ряд другой продукции. Благодаря нашим партнерам – производителям запорной арматуры, мы смогли предложить самый короткий срок

транспортом нецелесообразно. В этих случаях в работу включаются специалисты нашего транспортно-экспедиционного отдела, которые разработают наиболее оптимальную схему оперативной доставки груза (в том числе негабаритного), с использованием всех доступных видов транспорта, включая авиаперевозки. Мы гарантируем оперативную и безопасную доставку продукции во все регионы России, включая районы Крайнего Севера, а так же в страны СНГ.

До конца 2013 года мы планируем увеличить производственные площади, что позволит расширить ассортимент продукции

производим нестандартную продукцию по чертежам и эскизам заказчика. А для того, чтобы полностью обеспечить потребности своих клиентов в разнообразной продукции, мы имеем крепкие партнерские отношения с ведущими заводами-производителями. Наши партнеры всегда предлагают нам наиболее выгодные условия сотрудничества, что, в свою очередь, позволяет «Атланту» создать максимально комфортные условия для своих клиентов. В качестве иллюстрации своих слов расскажу о проекте, в котором наш клиент ООО «УралНефтегазСтрой» выполнял реконструкцию Усинского газоперерабатывающего завода ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ». Для этого требовалась разнообразная и сложная продукция, в частности: задвижки стальные клиновые с выдвигным шпинделем, пожарные гидранты по ГОСТ 8220-85,

изготовления. Продукцию, которую в России произвести невозможно, мы заказывали в Германии напрямую (без посредников), что позволило добиться оптимальной стоимости. Весь заказ мы комплектовали на собственных складских площадях и отправляли продукцию заказчику по железной дороге. Отмечу, что первая отгрузка была сделана уже через 15 дней после заключения договора.

– Похоже, ваше предприятие работает как часы. А каковы планы на будущее?

– Да, мы стараемся идти в ногу со временем и предлагать своим клиентам самые лучшие решения. Нефтегазовый и энергетический рынок развивается и требует от нас того же. До конца 2013 года мы планируем увеличить производственные площади,

Мы гарантируем оперативную и безопасную доставку продукции во все регионы России

– Помимо железнодорожного транспорта, как еще вы доставляете продукцию клиентам?

– У «Атланта» есть собственный автомобильный парк. Но бывают ситуации, когда нам не хватает собственных мощностей, или осуществлять доставку автомобильным

что позволит нам значительно расширить ассортимент продукции и еще более сократить сроки изготовления и поставок. Все эти мероприятия позволят нам по-прежнему максимально возможно удовлетворять потребности заказчиков.

– Как связаться с вами?

– Для читателей журнала «Нефтегаз.ру» я оставлю свою визитку. По всем вопросам, связанным с сотрудничеством с объединением «Атлант», можете звонить или писать мне напрямую. ●





**Щенников
Андрей Юрьевич**
Коммерческий директор

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Россия, 603950, г. Нижний Новгород, ул. Интернациональная, д. 100 (вторая проходная)	тел.: (831) 411-10-50 факс: (831) 429-04-86 моб.тел.: +7 910-890-42-92 schennikov@atlant-nn.com www.atlant-nn.com
-----------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

- - 15 лет на рынке деталей трубопроводов
- Завод оснащен необходимым современным оборудованием
- 20 000 наименований производимой продукции
- Контроль соответствия выпускаемой продукции
- Широкий ассортимент изделий в наличии на складе
- Поставки по России и ближнему зарубежью

Отводы
Тройники
Переходы
Фланцы
Заглушки

Сварные детали трубопроводов

www.pzkt.com





**Первоуральский
завод
комплектации
трубопроводов**

Качественное звено единого целого!

Представители:

Москва (495) 972-10-87
Самара (846) 342-66-49

Производство, продажи:

Свердловская область | Первоуральск | Кольцевая 15
тел.: (3439) 66-49-03; (3439) 66-46-24
e-mail: market12@pzkt.com



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ РЕВОЛЮЦИЯ ШЕСТОГО УКЛАДА



Игорь Кукушкин,
вице-президент Российского
Союза химиков,
управляющий директор
Управления по
взаимодействию с
отраслевыми объединениями
РСПП,
к.э.н.

Китай, загадочная страна, имеющая исторические, политические, экономические связи с Россией на всем этапе существования наших государств. Общие государственные границы, политические аспекты дальневосточного региона заставляют нас относиться друг к другу по-соседски, где-то дружески помогая друг другу, а где-то и жура складывающимися отношениями.

Китай – одна из крупнейших держав мира. На его территории проживает свыше 21% населения мира, более 1,3 млрд. человек. На протяжении последнего двадцатилетия экономика КНР характеризуется рекордно высокими темпами развития.

Как пример, в области химических производств: результаты 2004 г. – 30% рост объемов производства к 1992 году, 2012 г. – 140% увеличение производства нефтехимической продукции к 2004 г.

1992 г. становится базовым статистическим годом, уверенно показавшем начало стабильного роста экономики на лозунгах Китайского руководства, принять вызов (крах международного

коммунистического движения и распад СССР), было решено форсировать темпы роста ВВП с 6% в год до 8–9%. Лозунг: «Государство регулирует рынок, а рынок ориентирует предприятие», выдвинутый в 1987 г. на XIII съезде КПК, был преобразован курс на создание рыночной экономики.

Основные индустриальные центры страны расположены в восточных приморских провинциях и районах Цзянсу, Шанхае, Ляонине, Шаньдуне, Гуандуне, Чжецзиме.

Не смотря на наличие богатых природных ресурсов развитие добывающих отраслей в целом отстает от обрабатывающих. Топливо-энергетические отрасли промышленности относятся к числу слабых звеньев индустриального комплекса Китая.

По производству ряда товаров – угля, изделий текстильной промышленности, отдельных товаров народного потребления (холодильники, машины, велосипеды) Китай занимает первое место в мире, по производству электроэнергии – второе. По абсолютным размерам 26 видов продукции Китай вошел

в число десяти наиболее крупных производителей мира. Наряду с традиционными производствами получили развитие электронная промышленность, аэрокосмическая, автомобилестроение. Успехи в хозяйственном развитии во многом связаны с решением продовольственной проблемы. Это в свою очередь обеспечило значительное улучшение положения крестьян, особенно в южных провинциях страны, где реальные денежные доходы сельского населения сравнивались с доходами горожан. Элементом менталитета китайцев становится мысль о постепенном превращении Китая в ведущую экономическую державу XXI в., что особенно выразилось после Пекинской Олимпиады 2008 года и всемирной выставки Шанхай Экспо 2010 года.

В старом Китае химическая промышленность была развита очень слабо. Она была представлена, по существу, только основной химией. Заводы этой отрасли производили главным образом кислоты, соду и щелочи. Производством кислоты были заняты немногим более 30 заводов, годовая продукция которых не превышала 100–150 тыс. т. В содовой промышленности ведущими предприятиями были Тяньцзиньский химический завод (мощностью 10 тыс. т кальцинированной соды в год), заводы в Шанхае (7 тыс. т), Даляне (3 тыс. т), Кайюане (2 тыс. т) и Шэньяне (2 тыс. т). В целом ежегодный выпуск соды лишь незначительно превышал 100 тыс. т.

В то же время не было освоено или находилось на низком уровне производство многих видов важнейших химических продуктов – пластмасс, химических волокон, синтетического каучука и др.

В индустриальном развитии Китай минимум на 100–150 лет, по заявлениям китайских лидеров, отставал от экономически развитых стран и по существу был аграрно-сырьевым придатком мировой экономики. Кроме того к моменту провозглашения КНР в 1949 г. промышленность в результате длительных военных действий находилась в состоянии упадка и разрухи.

Основные вызовы, вставшие перед поднимающимся Китаем – голод, нищета, разруха, территориальная целостность.

Химическая наука, а следовательно и представляющая ее химическая промышленность, это отрасль новых возможностей. И современный Китай этим потенциалом постарался воспользоваться на все сто процентов, не взирая на все минусы и сложности с экологической и химической безопасностью, проблемами охраны труда и бедственными вопросами с окружающей средой. Направив гигантские средства на создание современной отрасли, социальные вопросы оставили в будущем индустриального развития.

Современные стимулы развития китайской химической промышленности:

- подъем сельского хозяйства, в частности для решения

продовольственной проблемы, которая до сих пор находится в острой фазе;

- развитие отрасли создает условия для развития производства в других отраслях экономики;
- производство полусырьевых продуктов для дальнейшего использования в ряде отраслей легкой промышленности (в первую очередь – текстильной), резино-технической, развитие которых сдерживается недостатком сырья;
- основополагающая роль в повышении военного потенциала страны.

Традиционно китайская химическая промышленность статистически объединена с добывающими отраслями: нефтяной и газовой промышленностями, перерабатывающими: нефте- и газопереработка, нефтехимия, углекислотная, биотехнология.

Национальная сырьевая база отрасли в стране обеспечивается крупной горно-химической промышленностью, нефтедобычей и нефтепереработкой, растущей нефтехимической и коксохимической промышленностью, значительным количеством сырья растительного происхождения, зарождающимся в технологическом плане сырьем сланцевых пород (нефть и газ).

По некоторым продуктам горно-химического сырья Китай является лидером в мире: поваренная соль (18 млн. т.) – 2-е место в мире, фосфориты (15 млн. т.), пириты (8 млн. т.). Страна испытывает

трудности в снабжении сельского хозяйства калийными солями.

В последнее десятилетие большое внимание уделяется развитию нефтехимии, однако углеводородного сырья пока не хватает для производства полимерных материалов.

Китайская химическая промышленность находится на третьем месте в национальной экономике, после текстильной промышленности и машиностроения, и вносит около 10% ВВП.

Несмотря на рекордный рост производительности труда, высокий импорт, развитие инфраструктурных проектов, китайская промышленность страдает от недостатка сырья и ресурсов.

Ограниченные возможности развития

Длительный период роста цены на нефть увеличило производственные затраты ниже по технологической цепочке для ряда химических продуктов, особенно, для производителей полимеров. Многие мелкие и средние предприятия по производству пластмасс были вынуждены приостановить производство или же продолжать работать с очень низкой производительностью. Рыночные цены на синтетические смолы, синтетические волокна

и синтетические каучуки практически следовали за ценами на сырую нефть. Решениями Правительства КНР снижение экспортной скидки для продуктов промежуточного производства была отменена, понизился спрос и на товары, производимые ниже по технологической цепочке, и это оказало сдерживающее воздействие на повышение цен на синтетические материалы.

Кроме нехватки сырья, химия Китая испытывает трудности с энергоснабжением, транспортными проблемами и нехваткой энергоресурсов. Инфраструктура требует значительных улучшений, чтобы поддерживать заданные темпы роста. Несмотря на эти проблемы, китайская химическая промышленность имеет постоянные тенденции количественного роста на основании роста потребления конечных отраслей промышленности внутри страны, низкой ценой на экспортную продукцию, вовлеченность в совместные производства крупные мировые компании.

Многие китайские компании вовлечены в обширный процесс улучшения технологической производительности, роста потребительских свойств рыночного продукта. Инвестиции в отрасль впечатляют своим объемом и постоянством на протяжении длительного периода. Среди инвесторов, государственных и частные компании, западные и восточные транснациональные корпорации вкладывают существенный капитал в китайскую химическую промышленность. Так, увеличение производительности китайской химии главным образом зависит от прямых инвестиций через совместные предприятия с зарубежными инвесторами.

За счет быстрого роста экономики и высокого спроса на нефтехимические продукты в Китае, нефтяная и химическая промышленность превратилась в сектор с наибольшей инвестиционной привлекательностью. На сегодняшний день в Китае имеется более 3 тысяч нефтяных и химических предприятий с иностранным финансированием.

Иностранные компании сформировали ядро инвестиционного развития промышленности за счет постоянно находящихся в центре внимания рынков: нефтепродуктов, газового топлива, продуктов нефтехимии, тонкой химической технологии, специальных химических продуктов, обработки синтетических материалов, хранения и логистики нефтепродуктов, а также конечных продуктов с высокой добавленной стоимостью; постоянно совершенствуют распределение промышленных инвестиций. Многонациональные компании стремятся осуществлять в Китае среднесрочные и долгосрочные инвестиции, хотя тенденции последнего времени – постепенный перенос производства в другие страны АТР (Индонезия, Вьетнам, Таиланд и др.). Так, например, компания BASF за 2010 г. увеличила продажи и прибыли в Азии на 20%, и 50% от этих азиатских продаж приходится на долю Китая. Компания Evonik заявляет продажи химических веществ в Китае до US\$1.0 миллиарда. Проекты в области нефтепереработки и нефтехимии только за 2010 г. оцениваются в десятки миллиардов долларов США и управляются совместными предприятиями ведущих компаний мира Exxon Mobil, Saudi Arabia Aramco, Fujian Refining & Chemical Co., Ltd., BP, Shell, Total совместно с Sinopec, CNPC и Sinochem и др. Более 4 тысяч автозаправочных станций в стране являются собственностью совместных предприятий с иностранным участием.

Однако рост инвестиций в основные активы был неоправданно быстрым, что заставило обратить на это усиленное внимание и в дальнейшем существенно скорректировать темпы роста инвестиций в промышленность.

Рост инвестиций в основные активы составил более 30% за

четыре следовавших друг за другом года с 2003 по 2006 гг. и около 40% в последующие годы. Реальные инвестиции в нефтяной и химический сектор за первый одиннадцать месяцев 2012г. составили около \$ 10 млрд. (RMB602.58 млрд.), что означает прирост на 35.9% по сравнению с тем же периодом предыдущего года. В том, что касается инвестиций в основные средства, рост инвестиций в сектора переработки и базовых химических материалов составили 67.4% в секторе обработки сырой нефти, 75.9% для добычи химических веществ, 79.1% для производства каустической соды и кальцинированной соды, а также 60.3% для неорганических солей. Особенно быстрым был рост инвестиций в центральном и западном регионах с их богатыми энергетическими и сырьевыми ресурсами. Он составил 92.5% во Внутренней Монголии, 40.8% в Хэнани, 66.4% в Хэбэе, 54.9% в Сычуани и 75.4% в Гуйчжоу. Чрезвычайно бурный рост инвестиций, который продолжался на протяжении последующих лет, усилил нагрузку на энергетические и сырьевые ресурсы, а также на окружающую среду; в этой связи в некоторых секторах возникли избыточные производственные мощности.

Кроме того, экономический рост изменился и в качественном отношении. Стоимость произведенной в 2011 г. новой продукции составила \$ 4.6 млрд. (RMB280.98 млрд.), что составило прирост 48.1%. К числу групп товаров, в которых наблюдался существенный рост производства новых товаров в стоимостном отношении, входят: биоматериалы (158.7%), синтетические каучуки (111.4%), продукты для электронной промышленности (61.1%), а также органические удобрения (176.7%). Стоимость новых продуктов составила 5.28% от общей стоимости произведенной продукции.

Мировой экономический кризис

Кризисные явления в мировой экономике очень серьезно затронули экспортный потенциал страны. Предваряя кризис (решения 2007 года), для того,

ТАБЛИЦА. Сохранение роста производства

ПРОИЗВОДСТВО, ДОБЫЧА	КОЛИЧЕСТВО	ПРИРОСТ
Сырой нефти	190 млн. тонн	1.6%
Природного газа	69.31 млрд. м3	23.1%
Нефтепереработка	327 млн. тонн	6.4%
Этилен	10.477 млн. тонн	12.6%
Синтетических смол	30.736 млн. тонн	18.5%
Химических удобрений	56.961 млн. тонн	10.2%
Каустической соды	17.593 млн. тонн	17%
Кальцинированной соды	17.718 млн. тонн	13.1%
Шины	556 млн. шт.	22.6%

Данные за 2007 г., Национального Статистического Бюро Китая (NBS)

чтобы справиться с чрезмерным ростом, имеющим место в отдельных секторах и требующим больших энергетических затрат и высокой выработки, китайское правительство применило ряд стратегических решений.

По данным президента китайской федерации нефтяной и химической промышленности (CPCIF) Ли Йонгву (Li Yongwu) в 2012 году европейский экономический спад поставил Китай перед сложной и жесткой ситуацией как дома, так и за рубежом. Научное развитие, в качестве основной модели выхода из ситуации и ускорение трансформации экономического развития, способствовали реструктуризации, росту инноваций, энергосбережения. Дальнейшее расширение международного сотрудничества и обменов, сыграло важную роль в обеспечении устойчивого и здорового развития отрасли. В 2012 году экономика пережила стабилизацию и вышла из спада. ВВП составил около \$ 200 млрд. дол. (RMB 12,24 трлн.), увеличившись на 12,2% по сравнению с 2011 годом, инвестиции в основной капитал составили свыше \$ 23 млрд. дол. (RMB 1,43 трлн.), увеличившись на 23,1% по сравнению с 2011 годом, общий объем импорта и экспорта достиг \$ 637,59 млрд., 5,1% выше, чем в 2011 году, а общая прибыль составила около \$ 14 млрд. (RMB 817,61 млрд.), так же как и в 2011 году. Отрасль достигла стабильного роста.

Комплексная промышленная политика КНР в нефтяной и

химической промышленности и ускорение ориентированной трансформации модели развития, придерживается сервис-ориентированной миссии и основывается на решениях правительства и стратегий отраслевых лидеров (CPCIF). Она основывается на:

- преобразование системы мониторинга промышленности, анализ состояния предприятий, структурирование работы с правительством;
- суммирование положительного опыта программ «Структурная перестройка, модели трансформации» и «Энергоэффективность, ранняя инициатива», путем создания совместных усилий по устранению устаревших производственных мощностей, оптимизации промышленной структуры и модернизации;
- организации практической работы национальной ключевой технологической R&D платформы, создание технологической инновационной отраслевой системы;
- дальнейшем развитии инициативы «Промышленность, улучшение через высокое качество», внедрение систем стандартов для промышленности, что способствовало энергосбережению, сокращению выбросов, развитие экологически чистого производства. Благодаря этим усилиям нашли широкое развитие технологии зеленого, жизненного цикла, низкоуглеродного развития отрасли;

- значительное внедрение международной инициативы «Ответственная забота» (Responsible Care), создание при отраслевой ассоциации (CPCIF), региональных ассоциаций и химических парков, рабочих групп по безопасности процессов и продуктов, логистики и транспортировки, обучения и помощи предприятиям. Подготовки как можно большее количество предприятий для реализации ответственного подхода и улучшения безопасного уровня промышленности;
- создание серии платформ для общения и сотрудничества со странами Америки, Кореи, Японии, Индии, ЕС, Ближнего Востока и Африки. Сотрудничество с международным советом химических ассоциаций (ICCA) усилено и расширено на новые области в целях стимулирования устойчивого развития мировой химической промышленности.

Двенадцатая пятилетка¹

2013 год решающий год по продолжению выполнения «Двенадцатой пятилетки» и будет иметь большое значение для китайской химической промышленности по ускорению трансформации экономической модели развития. Основные цели (по данным Министерства промышленности и информатизации КНР) программы развития нефтехимической и химической промышленности Китая в период двенадцатой пятилетки (с 2011 по 2015 годы): повышение качества и эффективности экономического роста и особое внимание на ключевых задачах, в том числе: система мониторинга, структурная перестройка промышленности, реализация инновационной стратегии развития, улучшение экологической обстановки и развитие социальной системы, а также расширение международных связей и сотрудничества. Огромные усилия и средства будут направлены на развитие собственных технологий, науку, разработку экологически чистого производства.

Программа развития состоит из пяти частей и сфокусирована на следующих основополагающих

ТАБЛИЦА. Крупные нефтехимические проекты

COMPANY	LOCATION	STARTUP TIMING	FACILITY
Shenhua	Ningxia	2015	1,500 KTA MTO
CNOOC/Shell JV	Guangdong	2016	1,000 KTA ethylene complex
PetroChina	EastChina	2016	1,000 KTA ethylene/600 KTA PX complex
PetroChina	Yangzhou	2016	1,000 KTA PX complex
Hainan JV	Hainan	2016	1,000 KTA ethylene/600 KTA PX complex
Qingdao PC	Qingdao	2016	1,000 KTA ethylene
Dalian PC	Dalian	2016	1,000 KTA ethylene

документах, реализацию которых можно наблюдать в Китае в реальном времени:

- развитие нефтехимической и химической промышленности;
- строительство новых комплексов и модернизация производства олефинов;
- развитие промышленности минеральных удобрений;
- государственное регулирование производства и оборота опасных химических материалов (веществ);
- развитие производства новых видов пестицидов и прекращение производства и оборота устаревших ядохимикатов.

Китай все больше становится рынком потребления и драйвером развития сырьевых рынков мира.

Согласно стратегической программе развития до 2015 г., в районах дельты рек Янцзы и Чжуцзян и побережья моря Бохай будет сформировано около четырех нефтеперерабатывающих комплексов, производственной мощностью 20 млн.т. и три комплекса по производству этилена общей производственной мощностью 2 млн.т. в год, в 2016 г. запланировано строительство дополнительных этиленовых мощностей еще на 6 млн.т. в год.

Дальнейшее развитие химической и нефтехимической промышленности, по заявлениям Китайского руководства, фокусируется на внутреннем спросе, повышении производительности в сфере

производства новых химических материалов и увеличении выпуска сельскохозяйственных химикатов.

Китай сохраняет высокую зависимость от импорта нефти, природного газа, калийных ресурсов, натурального каучука, серных ресурсов. При этом рост цен на энергию, ресурсы и рабочую силу во всем мире негативно сказывается на стабильном развитии отрасли, подчеркивает агентство Xinhua.

Изучая стратегические документы развития химической промышленности в Китае, ненароком сравниваешь планы России, подходы в разработки промышленной политики, мониторинг ситуации, задачи, цели, достижения. Хотя первый посыл, можно сказать, одинаков у двух стран (да и многие другие страны со всех континентов придерживаются такого же подхода): «Нефтехимическая и химическая промышленность является опорой народного хозяйства и основных отраслей промышленности; источником капитала, наукоемких отраслей экономики; занимает очень важное место в народном хозяйстве» далее мы уходим на принципиально разные полюса реализации.

«12»², заявляет Китай, является важным периодом стратегических возможностей

¹ <http://www.miit.gov.cn/n11293472/n11293832/n11293907/n11368223/14450266.html>

² 12 пятилетка (2011–2015 гг.)

для развития национальной экономики, а также критический период развития химической промышленности (в связи с новыми изменениями во внутренней и международной обстановке). Модернизация, повышение качества и эффективность отрасли, повышение международной конкурентоспособности и устойчивого развития, на принципах экологичности и социальной справедливости – основные задачи 5 летнего плана развития.

Этот план включает следующие подотрасли: нефтехимия, газохимия, химия, углехимия, переработка соли (хлор, каустик и дальнейшие переделы), биохимия.

Задачи по повышению конкурентоспособности отрасли, планируется решать через государственное содействие обеспечению сырья промышленных производств, роста энергоэффективности последних, контроль за инвестициями в энергоемкие и высокозагрязняющие сектора, включая производство карбамида, кальцинированной соды, карбида, ПВХ и метанола, управлением развитием проектов углехимии, разработка ключевых интегрированных нефтехимических кластеров в стратегически важных местах.

План разработан в соответствии с национальным экономическим и социальным развитием 12-го пятилетнего плана «Промышленный план реструктуризации и модернизации (2011–2015)».

По данным газеты «Жэнминь Жибао», согласно плану, к 2015 году общий объем производства химической отрасли достигнет 14 трлн юаней (\$2,12 трлн). Ежегодные темпы роста нефтехимической промышленности Китая в 2011–2015 годах составят 13%

Т.е. Китай в современной своей истории взял курс на свое развитие, через химизацию своей промышленности, повторяя путь СССР 60-х годов, включая тренды нового времени по углубленной переработке углеводородного сырья, корректировки структуры промышленности, вывод старых мощностей, построение новых ключевых кластеров развития и при этом уменьшении выбросов, контролем за опасными химическими веществами. В

ТАБЛИЦА. Тор 10-2011, млрд. \$, % доля в мире

1	Китай	734.8	26,8%
2	США	408.7	14,9%
3	Япония	175.3	6,4%
4	Германия	156.4	5,7%
5	Корея, Респ.	118.3	4,3%
6	Бразилия	87.9	3,2%
7	Франция	83.0	3,0%
8	Тайвань	62.1	2,3%
9	Россия	56.9	2,1%
10	Нидерланды	55.3	2,0%
11	Индия	53.3	1,9%
12	Италия	52.4	1,9%

ICCA Board of directors, London 27/09/12

своем развитии пятилетка дает планы и на более дальние периоды, предусматривая анализ современных отраслевых проблем (выпуск некоторой продукции растет слишком большими темпами, большая доля старых производственных мощностей, макет построения

объемам производства химической продукции.

Для выполнения намеченных планов намечается выполнение следующих задач:

1. Для ускорения реструктуризации и модернизации промышленности, содействовать слиянию и реорганизации предприятий, оптимизировать расположение промышленных объектов, технологическая и экологическая корректировка структуры выпускаемых продуктов производства.
2. Развитию технологий, повышение научно-технических инноваций, усиление технической реконструкции предприятий, промышленных инновационных систем.
3. В целях содействия зеленого развития и усиления безопасности, содействовать экономии энергии, усилить борьбу с промышленным загрязнением, развитие жизненного цикла экономики и использования вторичных ресурсов, контроль за опасными химическими веществами.

В 2011 году Китай впервые за свою историю занял первое место по

Политические планы, кроме руководящей идеологии Коммунистической партии Китая основываются на планах по укреплению руководства промышленных предприятий и ассоциаций, развития национальной и региональных политик в области промышленности, способствованию инвестициям в новые технологии, развитие и повышение уровня модели управления отрасли, укрепление материальной базы и поддержки, поддержание справедливой торговли. Драйверами дальнейшего развития, предусмотренного планом 12 пятилетки:

- увеличение государственных расходов на строящуюся инфраструктуру;
- увеличение внутренних личных расходов – формирование среднего класса, переселение крестьян в города;
- продолжение строительства жилья;

- продолжение развития экспортного потенциала отрасли;
- рост высокими темпами внутреннего спроса;
- замедление развитие некоторых проектов;
- развитие проектов в области углехимии (2013–2016);
- развитие технологий в углехимии.

Выводы

Продолжая, сравнительные тренды развития России и Китая приходишь к мыслям, что Россия, по каким-то неведомым причинам, еще не готова к многоплановому развитию. Стратегические документы не сформулированы, госпрограммы носят декларативный характер. Современное государственное регулирование и управление отраслью и промышленностью еще не определено. Китай же стал на рельсы

сильнейшего промышленного и технологического отрыва от нас на десяток лет. Сегодня Китай, в технологической революции 6-го уклада представляет экспериментальную площадку глобального промышленного тренда и по уровню сопоставим с трендами коммуникативных революций последнего времени: интернет, персональные компьютеры, мобильные телефоны, iPad, социальные сети. «Made in China», – марка продукции представленная на глобальном рынке повсеместно, сейчас взяла направление на повышение качества и безопасности своей продукции постепенно переуступая низкобюджетные тренды другим странам Азиатского континента, развивая у себя в кооперации с компаниями, мировыми лидерами технологические аспекты по сырьевой независимости, основываясь на углехимии, сланцевых аспектах добычи углеводородов, биоинженерии. ●



прибыль промышленных предприятий увеличилась на 5,3% до \$91.150 млрд. (RMB5.56 трлн.), уплата налогов увеличилась на 11,7% до \$ 68 млрд. (RMB4.09 трлн.), национальные промышленные инвестиции увеличились на 20% до \$254.098 млрд. (RMB15.5 трлн.), количество новых проектов за год увеличилось до 356 300, на 28 900 больше, чем в предыдущем 2011 году.

В 2012 году, 275 предприятий нефтяной и газовой промышленности произвели продукцию на \$22.623 млрд. (RMB1.38 трлн.), 1296 предприятия нефтеперерабатывающей промышленности на \$55.082 млрд. (RMB3.36 трлн.) и 24 347 компании химической промышленности на \$118.033 млрд. (RMB7.20 трлн.). В 2012 году доля нефтяной и газовой промышленности составили 11,3%, промышленности переработки нефти 27,4%, химической промышленности 58,8% от общего объема производства страны. В производстве продукции химической промышленности намечен стабильный рост: базовая химия (26,7%), специальные химические продукты (21,6%), синтетические материалы (18,1%).

В статье использованы данные: China Petroleum and Chemical Industry Federation (CPCIF). CPCIF Annual Report 2012; Association of International Chemical Manufacturers 2010 – 2011 Development Report. А также материалы компании CMAI и ассоциации CEFIC.



Первый Всероссийский Форум ТЕХНОГЕННЫЕ КАТАСТРОФЫ: ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ

11 июня 2013 года | отель HOLIDAY INN SUSSCHEVSKY



Своевременное прогнозирование и мониторинг техногенных катастроф, обеспечение промышленной безопасности – ключевой вопрос сохранения и развития ресурсного, экономического и оборонного потенциала РФ. Данная тема обсуждается на самом высоком политическом уровне и находится в фокусе внимания государства и уполномоченных организаций.

В рамках Форума состоится также заседание рабочей группы Общественного Совета Военно-промышленной Комиссии при Правительстве РФ. Повестка заседания: проблемы прогнозирования и мониторинга техногенных катастроф. На заседании планируется обсудить приоритетные направления национальной политики государства в сфере промышленной безопасности, концепции и инициативы по совместному решению стратегически важных задач государства и профессионального сообщества.

Среди докладчиков:

- | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|
Николай Махутов ,
член-корреспондент,
РАН,
председатель,
Межгосударственный
научный совет стран
СНГ по ЧС |
Михаил Ремизов ,
председатель Президиума,
Общественный Совет
Председателя ВПК
при Правительстве РФ |
Георгий Малинецкий ,
профессор, заведующий
отделом моделирования
нелинейных процессов,
Институт прикладной
математики
им. М.В. Келдыша РАН |
Валерий Акимов ,
начальник,
ВНИИ по проблемам
ГО и ЧС МЧС России |
|
Михаил Фалеев ,
начальник центра
стратегических
исследований
гражданской защиты,
МЧС России |
Владимир Гутенев ,
заместитель председателя
комитета по
промышленности,
Государственная дума РФ |
Михаил Кисилев ,
профессор,
ИГТУ им. Баумана |
Виктор Климин ,
начальник,
ВНИИ противопожарной
обороны МЧС России |
|
Сергей Райков ,
директор департамента
ядерной и радиационной
безопасности,
Росатом |
Андрей Костокрызов ,
председатель подкомитета
информационный
безопасности,
ТПП РФ |
Олег Духовицкий* ,
руководитель,
Федеральное Агентство
Связи |
Роман Кравцов ,
и.о. вице-президента по
инновационному
развитию,
Ростелеком |
|
Феликс Дедученко ,
генеральный директор,
Международная
ассоциация Космические
технологии |
Анатолий Перминов ,
заместитель генерального
директора,
Российские космические
системы |
Вячеслав Иванов ,
генеральный директор,
ФГУП МГРС |
Максим Шингаркин* ,
заместитель председателя
Комитета по
природопользованию и
экологии,
Государственная Дума РФ |
|
Николай Галушин ,
заместитель
председателя правления,
СОГАЗ |
Юрий Максименко ,
руководитель службы
экологии и
промышленных рисков,
Базэл |
Олег Табаровский ,
заместитель генерального
директора,
AMT - Group |
Эдуард Грановский ,
генеральный директор,
НИЦР Ризикон |
|
Николай Галушин ,
генеральный директор,
СК Транснефть |
Михаил Болсуновский ,
первый заместитель
генерального директора,
Совзонд | | |

* Ведутся переговоры, ожидается дополнительное подтверждение.

Генеральный продюсер
форума:
Елена Корнилова
Тел.: +7 (495) 943-01-74
+7 (903) 507-71-81
E-mail: ek@connectica-lab.ru

По вопросам участия
обращайтесь:
Татьяна Варзарова
Тел.: +7 (495) 698-63-85
+7 (926) 270-46-70
E-mail: vt@connectica-invitation.ru



ЭНЕРГИЯ АТОМА

СМЕРТЕЛЬНАЯ ОПАСНОСТЬ ИЛИ ЖИЗНЕННАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ

Несмотря на сложности, с которыми атомный комплекс России столкнулся в 90-е годы, промышленность отрасли стабильно развивается и по-прежнему занимает одно из первых мест в мире. На сегодняшний день комплекс включает в себя 10 эксплуатируемых атомных электростанций, а также более 250 предприятий и организаций. Кроме того, возводятся новые объекты как на территории страны, так и за её пределами.

Сергей Почепцов,
ЗАО ГК «Русское снабжение»

Атомная Россия

Достижения российской атомной отрасли как нельзя лучше характеризуют работы по возведению новых сооружений. Так, сегодня ведётся строительство Ленинградской АЭС-2, Нововоронежской АЭС-2, Балтийской АЭС, плавучей станции «Академик Ломоносов». Помимо этого в настоящее время Российская федерация – один из мировых лидеров по количеству энергоблоков, сооружаемых за рубежом. Если говорить о заграничных проектах, то работы ведутся в Индии, Турции, Беларуси, Иране и Китае. Так 12 мая 2010 года в ходе визита президента РФ Дмитрия Медведева в Турцию было подписано Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Турецкой Республики о сотрудничестве в сфере

строительства и эксплуатации атомной электростанции на площадке «Аккую» в Турецкой Республике. А 9 июня 2010 года в Киеве было подписано Соглашение о сотрудничестве в строительстве энергоблоков №№ 3 и 4 Хмельницкой АЭС и т.д.

Помимо этого, увеличивается производство атомной энергии и в нашей стране. Например, в прошлом году рост составил 3,1%, и достиг 178 млрд кВт/ч. Более того, к 2030 году доля АЭС в производстве энергии в Российской Федерации может увеличиться до 23%.

Полный комплект

Дальнейшее развитие российской атомной энергетики невозможно без активного, планомерного и стабильного развития производств комплектующих для АЭС.



Например, устойчиво развивается ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» (<http://zaogkrs.ru/>), работающее на рынке более 13 лет. Сегодня предприятие выпускает различные детали для строительства и ремонта трубопроводов, которые могут использоваться не только в нефтяной и газовой, но и атомной промышленности. На мощностях компании производятся отводы, переходы, тройники, заглушки, фланцы, штуцеры, узлы трубопроводов и так далее.

ЗАО Группа Компаний «Русское Снабжение» развивает как деловые связи, так и производственные возможности, в результате чего стало возможным выпускать изделия нестандартные, сложные, с большими диаметрами, увеличенными толщинами стенок и длинами, с повышенной стабильностью механических характеристик, что подтверждается разработанными ТУ 1400-001-62226329-2012 «Детали трубопроводов: отводы, переходы, тройники, заглушки, фланцы диаметром от 9 мм до 1420 мм с рабочим давлением до 100 МПа (1019 кгс/см²)». ТУ предусматривают крупнейший

ассортимент выпуска деталей от среднесерийного производства до штучных экземпляров, используемых практически во всех отраслях промышленности.

Проведена экспертиза текста ТУ в НИИхиммаш (г. Москва) на соответствия техническим требованиям, а также нормативным документам и стандартам РФ. Согласование НИИхиммаш является подтверждением того, что изделия, изготовленные в соответствии с ТУ 1400-001-62226329-2012 «Детали трубопроводов: отводы, переходы, тройники, заглушки, фланцы диаметром от 9 мм до 1420 мм с рабочим давлением до 100 МПа (1019 кгс/см²)», имеют высокую конкурентоспособность, а главное – надежность.

Оформлены сертификаты соответствия Технологическому регламенту, сертификаты Промышленной безопасности, получено разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение продукции на нефтехимических, химических, нефтегазо-перерабатывающих и других взрыво-пожароопасных объектах.

Светлое будущее

Акцент на развитии атомного комплекса регулярно делает Президент Российской Федерации Владимир Путин. В рамках утвержденной правительством страны энергетической стратегии России до 2030 года за период ее реализации произойдет снижение зависимости российской экономики от энергетического сектора за счет реализации технологического потенциала энергосбережения и опережающего развития инновационных малозатратных секторов экономики. Российский энергетический сектор также сохранит свое влияние и на социальную обстановку в стране, поскольку уровень энергетического комфорта и степень доступности энергетических ресурсов во многом определяют и будут определять качество жизни российских граждан. ●



*Производство деталей трубопроводов
для нефтяной, газовой, атомной
и нефтехимической промышленности*



**Закрытое Акционерное Общество
Группа Компаний «Русское Снабжение»**

zaogkrs.ru

ЭНЕРГЕТИКА СКВАЖИНЫ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ ГЛУБИНЫХ ПРИБОРОВ ПОД НАСОСОМ



Сергей Никулин,
ООО «Универсал-Сервис»,
Группа интерпретации
«Север»



Наталья Власова,
ООО «Универсал-Сервис»,
Группа интерпретации
«Север»

ООО «Универсал-Сервис» – одна из ведущих компаний в области исследования скважин и скважинной продукции. Предприятие входит в Группу компаний «Нефтьсервисхолдинг», а также является членом Международной Ассоциации АИС и «Клуба исследователей скважин». «Универсал – Сервис» уже 11 лет успешно работает на российском и международном рынках, выполняя работы и оказывая услуги для крупных нефтедобывающих компаний (ТНК-ВР, «ЛУКОЙЛ», «Газпромнефть» и др.) ООО «Универсал-Сервис» выполняет работы по следующим направлениям: гидродинамические и промыслово-геофизические исследования, промысловые исследования, в том числе: определение газового фактора, вывод скважин на оптимальный режим работы, отбор глубинных проб нефти, химико-аналитические исследования, депарафинизация лифтов добывающих скважин, обработка и интерпретация материалов исследования, аутсорсинг. ООО «Универсал-Сервис» – предприятие, которое не только следит за тенденциями и новинками, но и создает свои.

В настоящее время весьма актуален вопрос по получению достоверной информации о забойном и пластовом давлении в механизированных скважинах, эксплуатирующих объекты с высоким газовым фактором, в которых производится выпуск газа из затрубного пространства в линию. В таких работающих скважинах в затрубном пространстве находится газожидкостная смесь, плотность которой не известна, что не позволяет произвести точный пересчет динамических уровней в забойные давления. Для решения данной проблемы нефтедобывающие предприятия используют термоманометрические системы (ТМС), размещаемые в ПЭД или глубинные приборы расположенные под насосом. В этом случае получают достоверную информацию о давлении на

глубине спуска насоса за весь межремонтный период механизированной скважины. Первый метод нашел широкое применение в республике КОМИ и Западной Сибири, второй в Пермском Крае. Использование этих методов позволяет в режиме реального времени оперативно и более результативно управлять системой разработки месторождений.

ООО «Универсал-Сервис» уже достаточно давно использует собственную разработку технологии спуска прибора под насос: эта разработка – неподвижно расположенный прибор под насосом скважины, оборудованной любыми насосами (ЭЦН, ШГН и ВНН). Следует заметить, датчик ТМС устанавливается только на скважинах оборудованных ЭЦН.

Данный прибор предназначен для диагностических исследований скважин и позволяет производить измерение значений давления, температуры и удельной электропроводности жидкости и регистрацию результатов измерений в энергонезависимой памяти, а также одновременно передавать данные по геофизическому кабелю в компьютер (через интерфейсный блок). Участие оператора сводится только к периодическому считыванию информации из памяти прибора, ее передачу по каналам электронной связи и перепрограммированию прибора. Прибор обеспечивает выполнение следующих функций:

- долговременный мониторинг скважины без каротажного подъемника (достаточно одного спуска)
- работа по геофизическому кабелю в процессе спуска/подъема и во время нахождения прибора в скважине
- долговременная автономная работа прибора
- возможность периодического считывания информации из памяти прибора, не прерывая запись в течении нескольких лет

- возможность многократного программирования/считывания информации, не извлекая прибор из скважины
- возможность спуска/подъема с помощью скрепковой проволоки или геофизического кабеля
- одновременное измерение и запоминание в энергонезависимой памяти значений давления, температуры и удельной электропроводности жидкости в скважине
- время работы без замены элемента питания до 5 лет
- возможность выборочного включения датчиков
- запуск от кнопки, установленного времени или превышения давления
- долговременное хранение зарегистрированных результатов исследований энергонезависимой памяти



Глубинный автономный прибор

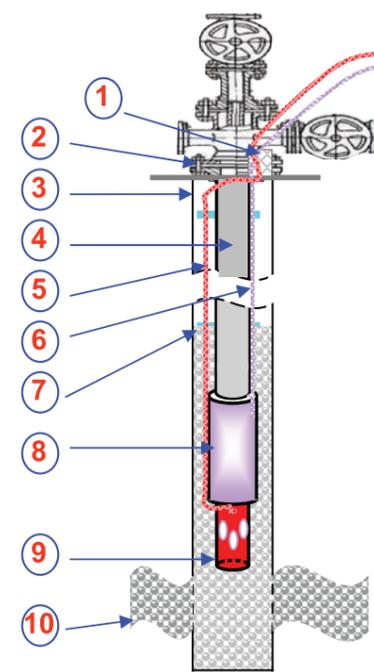
- передача данных в персональный компьютер для анализа и печати отчета
- для связи с компьютером и программирования не требует вскрытия
- конструкция прибора исключает открывание корпуса прибора без стравливания внутреннего давления

кабелю, информация с заданной дискретностью сохраняется в памяти прибора, рис. 1.

Основная задача, решаемая по этому методу – это получение данных о давлениях на приеме насоса в течение всего межремонтного периода, получение более качественной информации об изменении давления в скважине при проведении гидродинамических исследований в частности при исследованиях методом восстановления давления (КВД), рис. 2.

Приведенная на рис. 2 динамика изменения забойного давления позволяет отследить все процессы, проходящие в залежи, в районе данной скважины. Кроме того, получаем качественную КВД при проведении ГДИС.

РИС. 1. Схема расположения неподвижного прибора под погружным насосом



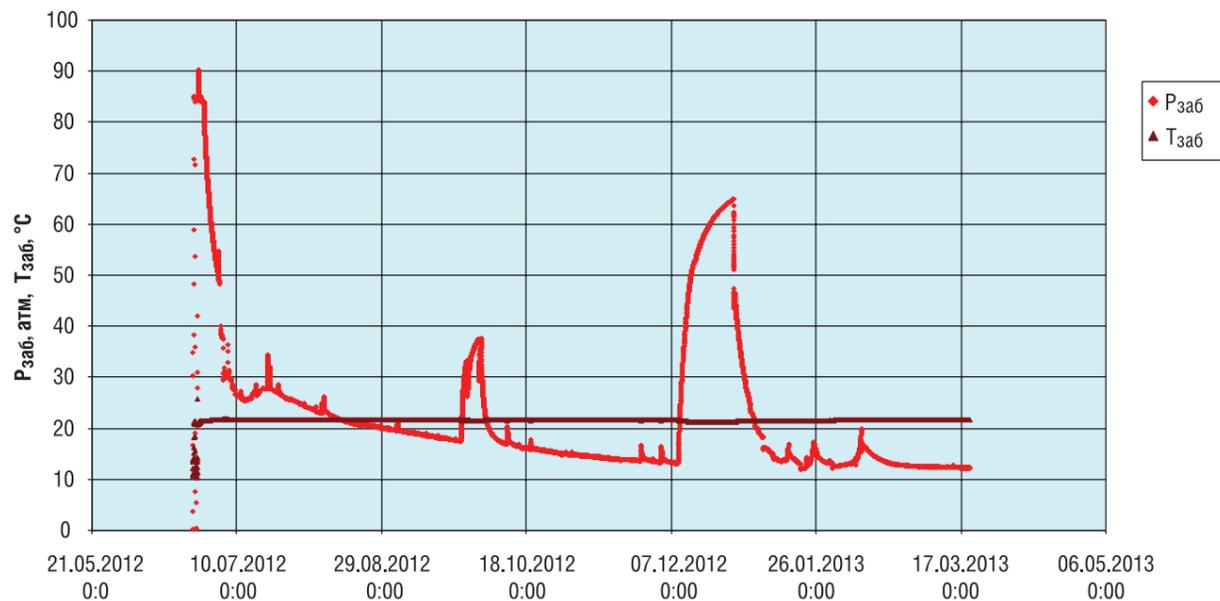
- 1 – Кабельный ввод
- 2 – Планшайба
- 3 – Обсадная колонна
- 4 – НКТ
- 5 – Кабель глубинного прибора
- 6 – Кабель глубинного насоса
- 7 – Уровень в затрубном пространстве
- 8 – Глубинный насос
- 9 – Пенал с глубинным прибором
- 10 – Продуктивный пласт

Использование глубинных приборов под насосом нашло широкое применение на месторождениях Заказчиков. Данный метод позволяет получать информацию о работе скважин с приборов расположенных под насосом на весь межремонтный период. По этой технологии прибор размещается под насосом, связь с прибором осуществляется по геофизическому

РИС. 2. Динамика изменения забойного давления в действующей скважине в течении трех лет



РИС. 3. Инструментальные замеры давления по нижнему объекту в скважине эксплуатирующей одновременно раздельно два объекта



ООО «Универсал-Сервис» широко использует глубинные приборы для получения информации с нижнего объекта, находящегося под пакером в скважинах с одновременно раздельной эксплуатацией (ОРЭ) двух объектов на месторождениях Заказчиков. Для примера приведена одна из скважин ОРЭ (рисунок 3). В таких скважинах иначе не получить информацию об энергетическом состоянии по нижнему объекту в режиме on-line.

Таким образом, используя глубинные приборы, специалисты ООО «Универсал-Сервис» получают достоверную

информацию об энергетическом состоянии разрабатываемых пластов и залежей, используя результаты ГДИС, получают более представительные данные о фильтрационных характеристиках вскрытых коллекторов при обработке в современных программных продуктах.

Кроме того, ООО «Универсал-Сервис» предлагает использовать информацию получаемую с глубинных приборов и по второму направлению. В последние годы на месторождениях «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» используется технология эксплуатации скважин с выпуском

газа из затрубного пространства в линию. В таких условиях эксплуатации скважин вопрос уточнения плотностей для расчета реальных (близких к реальным) забойных и пластовых давлений становится актуальным. Оценить плотности газожидкостной смеси до недавнего времени было практически не возможно, так как для этого нужны прямые замеры давления на приеме насосов и ниже. Использование датчиков ТМС или глубинных приборов под насосом помимо основной задачи позволяет получить ответы о плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважин.

РИС. 4. Зависимость плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве от высоты столба жидкости во время работы и накопления по скважинам Озерного месторождения, пласты Бш и Фм

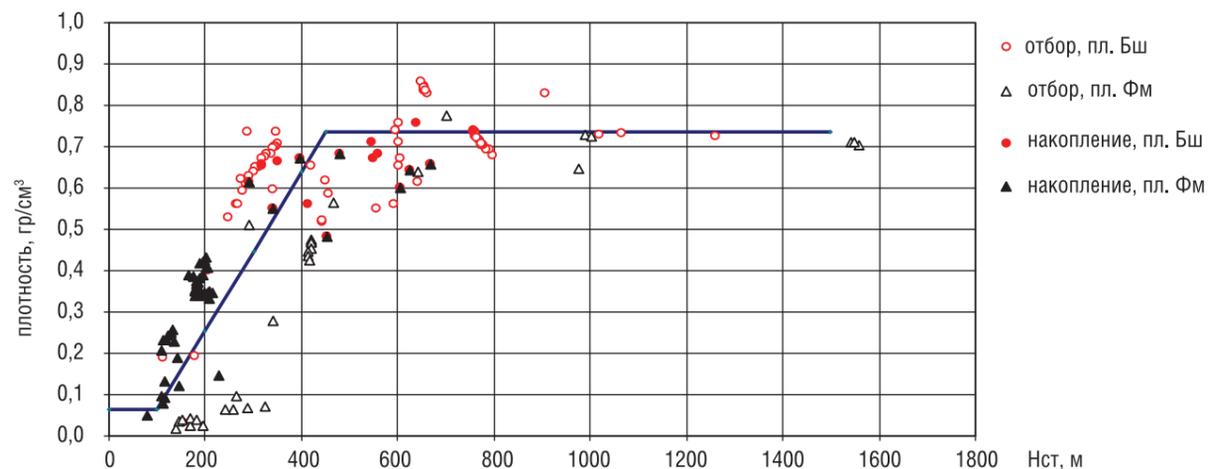


ТАБЛИЦА 5. Некоторые свойства пластовой нефти по Озерному месторождению

Месторождение	Пласт	Рнас, атм	Газосодержание, м³/т	Плотность пластовой нефти, гр/см³	Плотность дегазированной нефти, гр/см³
Озерное	Бш	138,4	53,8	0,804	0,839
	Фм	110,7	136,7	0,727	0,831

Для этого на скважинах, где спущены приборы под насос периодически, как правило, при считывании информации производится определение уровня жидкости в затрубном пространстве скважин. Кроме того, по некоторым скважинам в процессе исследования методом восстановления давления (КВД) производилось отслеживание восстановления уровня в затрубном пространстве. Получив одновременно информацию о давлении на глубине приема насоса, динамическом или статическом уровнях, зная затрубное давление, нетрудно определить плотность газожидкостной смеси в интервале от уровня до приема насоса. Получив, таким образом, данные о плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве по достаточному количеству скважин, появляется возможность ее оценки.

Для примера приведем данные по Озерному месторождению, где накоплена информация в достаточном объеме, чтобы выявить

зависимость распределения плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве. В результате, специалистами ООО «Универсал-Сервис» получена зависимость плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве от высоты столба жидкости над насосом, рисунок 4.

Данная зависимость показывает, что плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве зависит от высоты столба жидкости над насосом и значительно ниже плотности пластовой нефти при высоте столба ниже 500 метров.

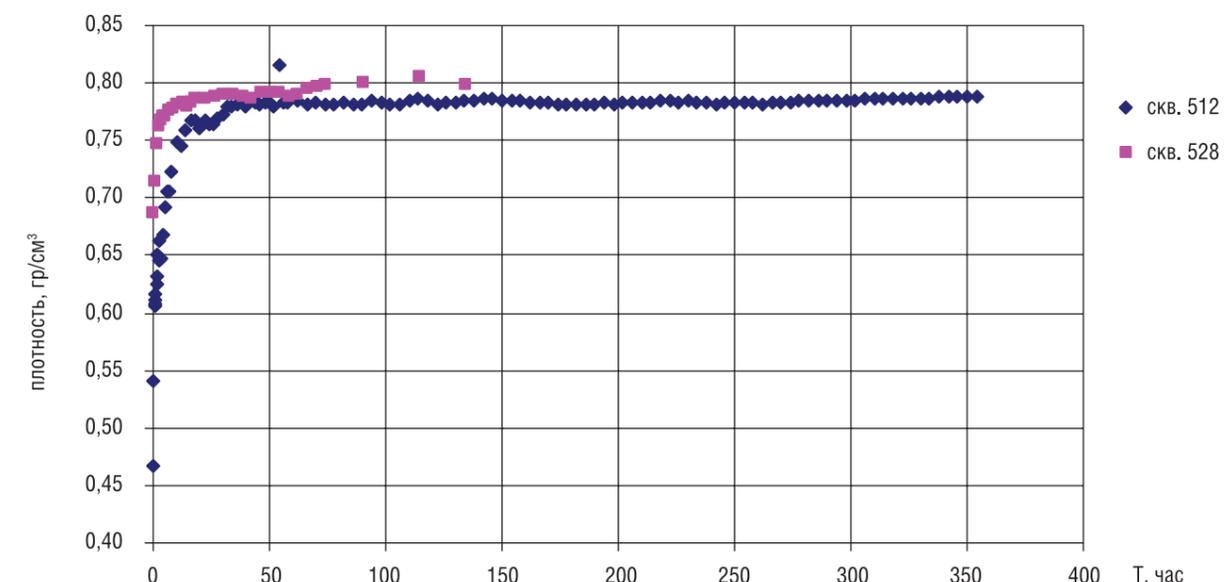
Для сравнения с полученными данными, в таблице № 5 приведены некоторые свойства пластовой нефти по Озерному месторождению.

Такая информация позволяет получить объективное представление о процессах, протекающих в стволе действующей скважины при различных забойных давлениях.

Кроме того, специалистами ООО «Универсал-Сервис» получены данные о характере изменения плотности газожидкостной смеси после остановки скважины на КВД (КВУ), рисунок 6. Из приведенного рисунка видно, что плотность в течении первых 48 часов стремится к плотности пластовой нефти, после чего прекращает меняться.

ООО «Универсал-Сервис», используя и внедряя глубинные приборы под насосом, получает и предоставляет Заказчикам не только информацию об энергетическом состоянии в районе скважины, фильтрационных параметрах коллектора, но и дополнительно получает информацию о плотности газонефтяной смеси в затрубном пространстве скважин. Использование этих данных при пересчете уровней дает более точные значения расчетных забойных или пластовых давлений по механизированным скважинам, не оборудованным глубинными приборами или датчиками ТМС. ●

РИС. 6. Изменение плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважин после остановки на КВД Озерное месторождение



Журнал **Neftegaz.RU** открывает публикацию статей из цикла «Попутный нефтяной газ в России: проблемы и решения». Публикация осуществляется при поддержке компании «ЭНЕРГАЗ». Специализация компании – комплексная подготовка нефти и газа в энергетике и нефтегазовой отрасли



ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ НУЖЕН РОССИИ



А.В. Филиппов,
инженер-нефтяник

В настоящее время в России разрабатывается более 1200 нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Вместе с нефтью добывается также попутный нефтяной газ (ПНГ) – ценнейшее сырьё для производства продуктов нефтегазохимии. Попутный газ, как правило, растворён в нефти, но может скапливаться и в виде шапки над нефтью. Сразу же после извлечения пластового флюида из скважины на месторождении происходит обработка и подготовка нефтегазовой жидкости до товарной нефти, которая затем поступает в трубопровод и транспортируется к потребителю. Иначе обстоит дело с нефтяным газом.

Стоит отметить, что промышленная инфраструктура российских нефтяных компаний ориентирована, в первую очередь, на добычу нефти. По этой причине газ, выделившийся в результате подготовки товарной нефти, на большинстве

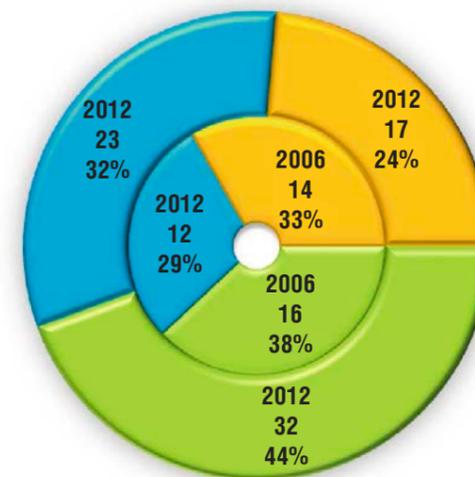
нефтегазодобывающих предприятий сжигается в факелах.

Однако проблему сжигания ПНГ в факелах наиболее активно начали обсуждать только после известного выступления В.В.Путина в 2007 году, в котором названы конкретные требования по рациональному использованию попутного газа. Начиная с 1 января 2012 года, все нефтяные компании обязаны выйти на 95%-ный уровень использования ПНГ. Несмотря на стимулирующие меры в виде штрафных санкций за нерациональное использование углеводородных ресурсов, лишь единицы приблизились к этому показателю. Достичь или даже превзойти жесткий государственный норматив смогли «Сургутнефтегаз» и «Татнефть». И все же, тенденция использования попутного газа за прошедшие несколько лет стала устойчиво положительной.

Показатели добычи и использования ПНГ в России за 2006 и 2012 годы

По экспертным оценкам уровень использования попутного нефтяного газа в целом по России за 2012 год не превышал 76% (добыто 72 млрд. м³), из которых 44% (32 млрд. м³) поставляется на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), а 32% (23 млрд. м³) – на собственные нужды промысла (самообеспечение электроэнергией, теплом и т.д.). Следовательно, 24% попутного газа (17 млрд. м³) сжигается в факелах, что ведет к значительному экологическому ущербу, не говоря уже об упущенной экономической выгоде.

Динамика использования ПНГ в России, млрд.м³



- Поставка на ГПЗ
- Собственные нужды
- Сожжено в факелах

Если проанализировать динамику добычи и использования ПНГ за период 2006–2012 гг., то определённно можно констатировать: процент сжигания газа в факелах снизился с 33% до 24%, соответственно уровень использования повысился с 67% до 76%. При этом добыча ПНГ в целом по России увеличилась (за счёт разработки новых месторождений нефти).

Таким образом, даже на фоне увеличившейся добычи нефти доля использования ПНГ в ряде нефтяных компаний неуклонно возрастает. Тем не менее, ещё не все недропользователи готовы к полной (не менее 95%) утилизации попутного нефтяного газа. На данный момент одним из главных факторов, влияющих на показатель использования ПНГ, является разработка новых месторождений, удалённых от существующей транспортной инфраструктуры и мощностей по переработке попутного нефтяного газа.

Упущенная экономическая выгода от сжигания нефтяного газа

В нашей стране степень переработки ПНГ в ценные химические продукты ничтожно мала. К примеру, лишь 1,5% этого сырья служит для производства газового моторного топлива. В нефтяном газе содержится большое количество гомологов метана (этан, пропан, бутаны и т.д.) – в отличие от природного газа, в котором, как правило, преобладает метан. Поэтому и сфера применения нефтяного газа гораздо шире. Из него можно получать продукты, ценность которых значительно

Для нефтехимической промышленности зарубежных стран характерны: высокая степень извлечения индивидуальных компонентов нефтяного газа, рост производства этана (наиболее дорогая фракция), рост использования продукции газоперерабатывающих заводов для химической переработки (пропан, бутаны, пентаны)

выше, чем у продуктов, полученных из природного газа. Соответственно, их стоимость тоже будет выше.

Очевидно, что даже частичное использование нефтяного газа дало бы мощный толчок развитию инновационной экономики. По проведённым расчётам тонна этана – компонента природного газа – стоит около 80-90 долларов, а этилена – уже 600 долларов. Полиэтилен низкой плотности в 20 раз дороже этана, стоимость готовых изделий из полиэтилена (тех же полиэтиленовых труб) достигает 2500-3700 долларов за тонну.

Растущая ценность попутного нефтяного газа стимулировала ряд развитых стран к активной коммерциализации продукции из ПНГ для удовлетворения внутреннего спроса и выхода на международные рынки.

Проблемы российской газопереработки

Задача комплексного использования попутного газа усложняется проблемами самого ТЭК:

- рост добычи углеводородов не подкрепляется адекватным ростом переработки;
- сохраняются дефицит производственных мощностей и их технологическая отсталость;

- в нормативных актах отсутствует понятие, определяющее себестоимость нефтяного газа;
- в нефтяных компаниях не получает развития маркетинг продукции переработки ПНГ.

В стране действует 24 газоперерабатывающих заводов. Примерно половину из них контролирует «Сибур», другую половину делят «Газпром» и предприятия различных нефтяных компаний. Российские газоперерабатывающие мощности

Попутный нефтяной газ можно использовать по двум основным направлениям:

В качестве топлива (энергетический газ)

Газ используется для выработки тепловой и электрической энергии, необходимой для собственных нужд промысла. Ввиду постоянного увеличения стоимости электроэнергии, а также возрастания её доли в себестоимости продукции, применение ПНГ экономически оправдано. Технологии, позволяющие использовать попутный газ для промысловых нужд, успешно применяются как в России, так и за рубежом.

В качестве сырья для нефтегазохимии

Газ может быть переработан с получением широкого ассортимента продукции:

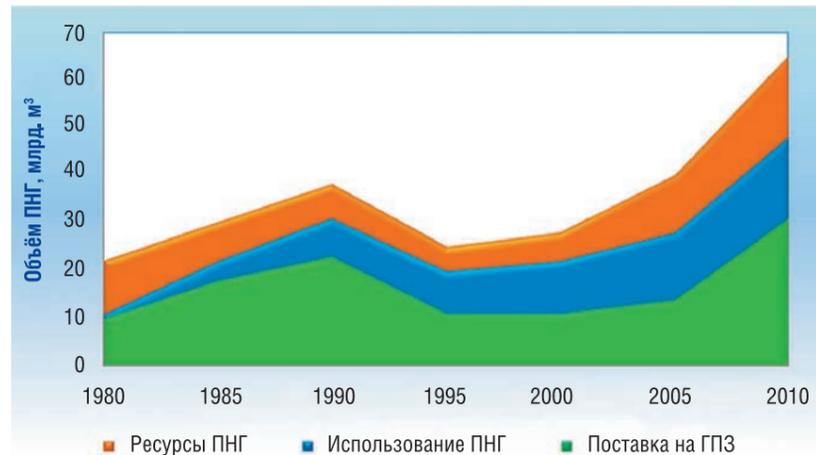
- сухой отбензиненный газ (СОГ);
- стабильный газовый бензин;
- газовое моторное топливо;
- сжиженный нефтяной газ (СНГ);
- этан;
- широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ);
- азот, гелий, сернистые соединения.

создавались ещё в эпоху СССР и сегодня перестали соответствовать требованиям современного рынка. Отстают технологии переработки углеводородов. Иными словами, сжигаются углеводородные ресурсы, которые возможно переработать и предложить рынку в виде целой гаммы высококачественных продуктов с наибольшим количеством переделов и высокой потребительской стоимостью.

В России имеются значительные ресурсы этансодержащих газов, т.е. газов, характеризующихся концентрацией этана от 3% и являющихся кондиционными для переработки на газохимических комплексах. Переработка этансодержащих газов имеет громадное значение, так как при высокотемпературном пиролизе этана получают этилен – один из наиболее массовых полупродуктов современной нефтехимии. По производственным возможностям и спросу на этилен судят о состоянии нефтехимической промышленности страны.

Тем не менее, поскольку содержание этана в компонентном составе нефтяного газа (в отличие от пропана и бутанов) при его транспортировке не оказывает негативного влияния на магистральные газопроводы, этан используется в качестве энергетического газа. Это ценнейшее химическое сырьё питает турбины местных

Динамика использования ПНГ на месторождениях Сибири, млрд.м³



электростанций или продаётся по соответствующей цене другим потребителям. В результате ежегодно миллионы тонн этана и пропан-бутановой фракции поступают внутренним потребителям или на экспорт как энергетический газ, который, по сути, «сухим» не является. Впрочем, сегодня это один из самых распространенных способов рационального использования ПНГ.

Для транспортировки попутного газа через магистральные газопроводы необходимо, чтобы содержание в нём пропана и более тяжёлых углеводородов не превышало определённого уровня, установленные отраслевыми стандартами и

техническими условиями, так как эти углеводородные компоненты при повышении давления и/или при снижении температуры могут образовывать жидкую фазу, что отрицательно влияет на газотранспортную систему. Поэтому «Газпром» пока не пропускает в свои газопроводы неподготовленный попутный нефтяной газ, который готовы поставлять нефтедобывающие компании, поскольку этот газ не «осушен» и не компримирован (сжат). Сегодня «Газпром» может принять газ для дальнейшей транспортировки только с газоперерабатывающих заводов, либо газ непосредственно с месторождений, но уже подготовленный при определённых условиях по давлению и температуре точки росы (по влаге и углеводородам) в соответствии с ОСТом.

Переработка нефтяного газа

На сегодня газоперерабатывающие заводы по-прежнему остаются основными приобретателями нефтяного газа. Соответственно ГПЗ производят и направляют ШФЛУ на нефтехимические комбинаты, а сухой отбензиненный газ – в магистральные газопроводы. Цены на попутный газ, поставляемый на ГПЗ, регулируются Правительством РФ. Это связано с необходимостью сдерживать рост цен на продукцию ГПЗ, которая идёт непосредственно на коммунально-бытовые нужды (СОГ, СНГ). По мнению нефтяников эти цены занижены, что не позволяет

компенсировать затраты на сбор, подготовку и транспорт попутного газа.

Ситуация постепенно меняется. Толчком к этому послужило присоединение России к Киотскому протоколу по проблемам загрязнения окружающей среды (2004 г.). Некоторые нефтяные компании (Лукойл, Сургутнефтегаз, Татнефть, Газпромнефть, ТНК-ВР) раньше других обратили внимание на последовавшие за этим решения Правительства РФ в области рационального использования ресурсов попутного нефтяного газа. В этих компаниях стали разрабатываться программы, направленные на совершенствование технологий добычи углеводородного сырья. Инвестиции направляются во многие сферы деятельности, включая обустройство месторождений оборудованием, позволяющим максимально добыть попутный нефтяной газ и подготовить его к реализации. Очевидно, что важной задачей нефтедобывающих



(СНГ), который способен на равных конкурировать с другими видами топлива. СНГ считают одним из чистейших с экологической точки зрения энергоносителей, что

Проектам газопереработки быть!

Сегодня на российском рынке полимеров значительную долю занимает продукция иностранных компаний. Сырьё, из которого производится эта полимерная продукция, в основном поставляется из России. Фактически, экономия на собственной нефтехимической промышленности, мы оплачиваем её развитие в других странах, покупая товар, который могли бы произвести сами. При этом государство, общество и отечественный бизнес теряют тысячи потенциальных рабочих мест и миллиарды недоплаченных в бюджет рублей, а инновационное производство не получает должного развития.

Выход из данной ситуации видится в создании необходимых условий для привлечения инвестиций в переработку попутного нефтяного газа. Безусловно, способствовать этому процессу будет квалифицированная маркетинговая деятельность нефтедобывающих компаний и, как следствие, повышение финансовой привлекательности и производственной эффективности этих проектов.

Попутный нефтяной газ нужен России – этот тезис принят как руководство к действию и государственными структурами, и заинтересованными общественными организациями, и бизнес-сообществом. ●

Начиная с 1995 года, мировое производство сжиженного нефтяного газа наращивается в среднем на 3% в год. По прогнозам, в 2015 году в мире будет выпущено примерно 280 млн. т этой продукции

компаний становится также маркетинг газовой продукции (будь то подготовленный попутный газ либо уже переработанный с выходом конечных продуктов).

Развитие рынка продукции из ПНГ

В современной России доля предпринимателей, участвующих в газоперерабатывающем бизнесе, очень мала. Тем более недостает частных предприятий, которые непосредственно производят продукцию из нефтяного газа. И здесь дело не в том, что этот бизнес малоэффективен. Проблема состоит в недостаточном внимании к маркетингу. Выход из сложившейся ситуации очевиден. Нефтедобывающие компании могли бы активнее привлекать предпринимателей для участия в производстве и реализации продукции из ПНГ.

Например, уже сейчас возрастает спрос на сжиженный нефтяной газ

ежегодно завоёвывает всё большее число потребителей. Одновременно резко увеличиваются цены на эту продукцию.

Сжиженный нефтяной газ поставляется в значительных объёмах в страны, не имеющие достаточных собственных энергетических источников. В первую очередь, речь идёт об азиатско-тихоокеанском регионе, в котором спрос на СНГ в 2012 году достиг, по оценке аналитиков, примерно трети мирового потребления. Расширяются потребности в сжиженном нефтяном газе в Западной и Восточной Европе. В частности, наращивание такого импорта рассматривается как один из способов достижения энергетической безопасности ЕС. По этим и многим другим показателям можно судить об огромной привлекательности развития нефтехимической промышленности в России и высоком потенциальном спросе на продукцию из попутного газа.



МОТОР СИЧ: ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ПРОИЗВОДСТВА

Сферы использования газоперекачивающих агрегатов и газотурбинных электростанций очень широки: от жилищно-коммунального хозяйства до нефтегазовых месторождений. Такой спектр применения привел к большому спросу на эти продукты, а, соответственно, и к не меньшему числу предприятий, работающих на этом рынке. За счет чего удается сохранять конкурентоспособность и что предлагают сегодня компании?



Вячеслав Богуслав,
Президент
АО «МОТОР СИЧ»

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

Для сохранения и расширения позиций на рынке газотурбинных электростанций и газоперекачивающих агрегатов, АО «МОТОР СИЧ» не только постоянно модернизирует серийно выпускаемые энергетические установки, но и проводит работы по созданию и освоению их новых образцов.

Работы осуществляются на основании результатов постоянного мониторинга эксплуатации газотурбинных электростанций и газоперекачивающих агрегатов с учетом последних достижений науки и техники, последних тенденций в развитии газотурбинных технологий, а также на основании результатов систематизации и анализа требований и пожеланий потенциальных заказчиков.

Причем, модернизации подвергаются базовые модификации энергоустановок различных типов и на их основе создаются семейства установок, обладающие различными эксплуатационными свойствами.

При создании новых систем и сборочных единиц энергетических установок особое внимание уделяется их унификации и модульности конструкции.

Такой подход снижает:

- сроки и стоимость проектирования;
- затраты на освоение производства;
- себестоимость энергетических установок за счет уменьшения номенклатуры деталей и унификации производственного оборудования;
- сроки монтажа оборудования на месте эксплуатации;
- уменьшает расходы на транспортировку.

В области передвижных электростанций номинальной

мощностью 2,5 МВт в настоящее время закончена модернизация и освоено производство электростанции «МОТОР СИЧ ПАЭС-2500Г-Т10500/6300», являющейся преемницей множества модификаций электростанций мощностью 2,5 МВт, изготавливавшихся в течение последних десятилетий.

Разработана конструкторская документация на двухтопливную электростанцию «МОТОР СИЧ ПАЭС-2500Д», в качестве первичного двигателя в которой применяется успешно прошедший испытания газотурбинный привод ГТЭ-МС-2,5Д номинальной мощностью 2,5 МВт, работающий на газообразном или жидком топливе, а также на их смеси, с возможностью автоматического перехода или по команде оператора с одного топлива на другое без снятия нагрузки и остановки электростанции.

С целью расширения области применения в настоящее время активно ведется разработка энергетических установок на базе электростанций ПАЭС-2500, работающих:

- на шахтном метане;
- на газовом конденсате;
- на альтернативных низкокалорийных газах (коксовый или ферросплавный газы, сланцевый газ, шахтный метан, газ высокотемпературной перегонки сланцев и генераторный газ полученный при утилизации твердых бытовых отходов).

Опыт эксплуатации ПАЭС-2500 на малокалорийном шахтном метане способствовал разработке универсального газотурбинного энергетического комплекса внешнего сгорания ГТЭУВС-2,5МС, который способен будет работать на различных видах топлива от 1000 до 10000 Ккал/м³.



ПАЭС-2500



ЭГ 6000

Концепция создания ГТЭУВС-2,5МС позволит не только уменьшить остроту главной топливно-энергетической проблемы, но и сделает возможным существенно улучшить экологические показатели. Энергетический комплекс поможет снизить нагрузку на базовые электростанции, уменьшить потребление всех базовых видов топлива, получить необходимую энергию и решить вопрос утилизации загрязняющих атмосферу газов.

Особенности ГТЭУВС-2,5МС:

1. Использование местных бросовых видов топлив.
2. Высокие показатели качества электроэнергии, соответствующие ГОСТ 13109.
3. Эксплуатируется в различных климатических зонах в диапазоне температур от – 60 до +55°С.
4. Оснащена всем необходимым для автономной работы системы и оборудования.
5. Уровень шума и вредных выбросов в пределах санитарных норм.
6. Низкие эксплуатационные затраты:
 - минимальные капитальные затраты на обустройство площадки для монтажа, отвод электроэнергии;
 - низкие затраты на техническое обслуживание;
 - энергетическое самообеспечение;
 - большой срок службы – 20 лет, назначенный ресурс – 200 000 часов;
 - высокая эксплуатационная надежность оборудования.

С 2002 года серийно выпускаются газотурбинные электростанции семейства ЭГ 6000. Выпущено несколько модификаций электростанций, которые успешно эксплуатируются в условиях холодного и умеренного климата.

Модификации электростанций семейства ЭГ 6000 отличаются, кроме величины генерируемого напряжения, способом запуска первичного двигателя.

Блочно-транспортные электростанции ЭГ 6000, ЭГ 7000МС и ЭГ 8000МС характеризуются использованием в них современных высокоэффективных газотурбинных приводов ГТЭ-6,3/МС, ГТЭ-8/МС, ГТЭ-8,3/МС, выполненных по трехвальной схеме со свободной силовой турбиной.

Электростанции номинальной мощностью, соответственно 6,06 МВт, 7 МВт и 8 МВт, по всем показателям удовлетворяют современным требованиям к данному виду продукции.

Предприятием «МОТОР СИЧ» запроектирован и изготовлен газоперекачивающий агрегат блочно-контейнерного исполнения полной заводской готовности ГПА-К/5,5-ГТП/6,3СК. Он предназначен для установки на линейных компрессорных станциях магистральных газопроводов, дожимных компрессорных станциях газовых месторождений и на других объектах с целью сжатия и транспортировки природного газа. Конструкция агрегата обеспечивает его быстрый монтаж на объекте, а также возможность демонтажа ГПА и его установку в другом месте без ухудшения при этом эксплуатационных характеристик.

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

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

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



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

ЧЕМПИОН В ТЯЖЕЛОМ ВЕСЕ

Новое крупнотоннажное и толстостенное оборудование, освоенное на «Курганхиммаш»

Оксана Минина,
ООО ТД «Курганхиммаш»

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 аппаратов.

Добавьте к этому известную тенденцию роста доли трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах, в подгазовых зонах и с вязкой нефтью, которая уже составляет около 60%.

Глубина добычи растет, растет и пластовое давление. Это предъявляет к оборудованию повышенные требования в части укрупнения габаритов и увеличения веса оборудования.

«Курганхиммаш» вступил в строй действующих предприятий в 1956 году.

В 90-х гг. завод начал активно внедрять в производство наукоемкое нефтегазовое оборудование.

В настоящее время предприятие проектирует и выпускает около 3000 позиций номенклатуры

специализированного оборудования для нефтегазовой и нефтехимической промышленности: модульные компрессорные станции, дегазаторы, абсорберы, емкостное, резервуарное, колонное, теплообменное и др. оборудование, в том числе в блочно-комплектном исполнении.

АК «Транснефть», к примеру, активно применяет муфты композитные производства «Курганхиммаш», которые позволяют проводить ремонт трубопроводов без вывода их из эксплуатации, а также камеры приёма-запуска для исследования состояния трубопроводов.

Продукция «Курганхиммаш» успешно эксплуатируется на Куйбышевском, Новокуйбышевском, Комсомольском, Сызранском, Ачинском, Туапсинском НПЗ Роснефти, Антипинском НПЗ, Омском НПЗ и др., а также оборудование компании «Курганхиммаш» эксплуатируют на месторождениях Роснефти, ТНК-ВР, Лукойла, Сургутнефтегаза, НОВАТЭКа, Арктической газовой компании и др. Кроме этого, оборудованием «Курганхиммаш» оснащён перегрузочный комплекс Порты Усть-Луга (по перевалке и фракционированию стабильного конденсата).

Оборудование компании применяется на месторождениях в Тюменской области Уватской группы, Усть-Тугусском, в ЯНАО на Выньгаяхинском, Южно-Русском, Уренгойском, Восточно-Таркосалинском, Меретояхинском, Ачимовское, Находкинское, Юрхаровское и др., в ХМАО на Фёдоровском, Западно-Малабыкском и др., на Ванкорском, Крапивинском, Перелюбском, Лучинецком, на шельфе Баренцева моря (Приразломное), Бованенковском и др. месторождениях.

По производству озонаторного оборудования «Курганхиммаш» – один из мировых лидеров.

Курганский завод расположен в небольшом уральском городе, где является одним из градообразующих предприятий, поэтому заводу удалось сохранить высококвалифицированные кадры, в том числе, благодаря которым выпускается качественное оборудование, удовлетворяющее высоким требованиям эксплуатации.

Качество продукции завода «Курганхиммаш» подтверждено сертификатами соответствия по ГОСТ Р и Разрешениями на применение Ростехнадзора, а также добровольной сертификацией по системе Газпромсерт и ИСО 9001:2008.



Со многими Заказчиками «Курганхиммаш» имеет долговременные отношения.

Оборудование завода используется в крупных проектах Транснефти, Газпрома, Роснефти, Газпром нефти, НОВАТЭКа, ЛУКОЙЛа, РИТЭКа, Сургутнефтегаза и др. нефтегазовых компаний.

«Курганхиммаш» заслужил авторитет не только в России, но и за рубежом.

Например, в 2011 г. «Курганхиммаш» подписал контракт с НХК «Узбекнефтегаз» на поставку оборудования для блоков сероочистки для модернизации Мубарекского газоперерабатывающего завода. Продукция завода экспортируется также в Казахстане на «КазМунайгаз», «КазТрансОйл», «КазТрансГаз», «КазСтройСервис» и на предприятия Азербайджана и Туркменистана.

Развитие направления производства крупногабаритного и толстостенного оборудования – это актуальная технологическая задача для компании в связи с возможностью расширения рынка сбыта продукции предприятия, вхождения в комплексные проекты, в состав которых включено не только стандартное оборудование, выпускаемое «Курганхиммаш», но и крупногабаритное и толстостенное.

Учитывая тенденции рынка, руководство «Курганхиммаш» пришло к пониманию создания участка тяжелого оборудования.

Теперь «Курганхиммаш» может производить технологическое оборудование с показателями: диаметр – до 3400 мм, габаритная длина – до 36 м, толщина стенки – до 120 мм, масса – до 180 т.

Запуск в эксплуатацию нового участка тяжелого оборудования позволит Курганхиммашу достичь уровня крупнейших российских заводов: Уралмаша, Волгоградмаша, Уралхиммаша, Пензхиммаша и др.

Существенно уменьшить себестоимость аппаратов на новом участке позволяет технология производства толстостенного оборудования без использования кранов.

Эта технология успешно применяется в европейских странах – в Италии, Голландии, Швеции.

В России «Курганхиммаш» стал первым заводом, применившим такую же технологию.

Технологический процесс предусматривает перемещение аппарата от операции к операции по металлическим направляющим с использованием роликовых опор.

После стыковки обечаек и сборки изделие перемещается к сварочному порталу для выполнения операции сварки кольцевых швов. Затем изделие перемещается на операцию термообработки, где его снимут с роликовых опор, приподняв на железнодорожных домкратах и опустив на ложементы.

После этого изделие перемещается на операцию гидроиспытания и, уже готовая к отгрузке продукция, будет ставиться на платформу.

Любопытно, что наглядную модель нового участка тяжелого оборудования создали специалисты инструментального цеха по эскизам инженеров – конструкторов отдела производства нестандартизированного оборудования (ПНО).

Модель производственного процесса представляется также в виде логистической модели, которая описывает потоки движения изделия.

Каждый элемент схемы позволяет зафиксировать место, где имеется возможность определить значение некоторого показателя производственного процесса.

Модель позволяет оценить затраты, смоделировать работу складов, потребности в материалах и инструменте, а также позволяет оценить реальность проекта.

Добавим, что инженеры компании Курганхиммаш разработали конструкцию сварочного портала, который может передвигаться и предусмотрен для оснащения сварочным оборудованием, и термопечь, размеры которой позволят проводить термообработку готового изделия в собранном виде.

В настоящее время компания «Курганхиммаш» изготавливает оборудование для крупных объектов нефтегазового комплекса СНГ международного значения.

Это показывает востребованность отрасли инновационных решений и эффективность оборудования «Курганхиммаш».

Реализация продукции:
ООО «Торговый дом «Курганхиммаш»

Офис в г. Москва
Телефон/ факс (495) 651-67-20
E-mail: zakaz@td-khm.ru

Офис в г. Курган
Телефон (3522) 477-489,
факс (3522) 477-306
E-mail: info@td-khm.ru

ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ: МАССА ПРОБЛЕМ, ГРУЗ ОТВЕТСТВЕННОСТИ И ВЕСОМЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ



Артур Демьянченко,
Генеральный директор,
ООО «РМНТК-Термические системы»

Разведанных и защищенных запасов нефти в России больше не становится, и добывающие компании вынуждены всё чаще обращать внимание на трудноизвлекаемые и забалансовые запасы, основная доля которых – высоковязкие и «тяжёлые» нефти

Проектов по добыче вязкой нефти всё больше, а до практической реализации дело доходит в единичных случаях. Почему так происходит?

Причина №1 – экономическая. Операционные затраты на добычу барреля нефти в среднем составляют 6...6,5 долларов. Для тяжелой нефти – от 20 долларов и выше. Этой разницы становится достаточно, чтобы отложить вопрос освоения месторождений с тяжелой нефтью на потом – пока есть иная альтернатива.

И парадоксально, что даже введенные Правительством РФ льготы не делают добычу тяжелой нефти привлекательной. Например, на 2013 год ставка НДС 0% распространяется не

только на добычу нефти с вязкостью более 200 сПз, но и вообще на отдельные месторождения по географическому признаку. Это территории Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, территории Ненецкого автономного округа, полуостров Ямал, шельф. Абсурд ситуации в том, что именно на этих территориях и находятся крупнейшие месторождения тяжелой нефти: Ван-Еган, Северо-Комсомольское, Русское, Тазовское, Западно-Мессояхское ... В итоге – у них нет никаких преимуществ перед соседними лицензионными участками с легкой нефтью.

Причина №2 – особенности разработки месторождений. Если на месторождениях с легкой, активной нефтью добыча единичной скважины по жидкости может достигать 200 и более м³/сутки, то на вязких нефтях – на порядок меньше: 20 м³/сутки можно считать отличным результатом. Тут ничего не поделаешь – таковы физические законы. При добыче вязкой нефти традиционными методами, например вытеснением водой, из-за большой разницы вязкостей нефти и воды происходит быстрый прорыв последней к добывающим скважинам. Скважины быстро обводняются, а само месторождение будет разрабатываться дольше: та же Ярега в разработке с 1939 года, Катангли – с 1929, Центральная Оха – с 1923. КИН для вязкой нефти без применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – на уровне 9% при среднем уровне для легкой нефти 28–30%. Степень извлечения тяжелой нефти можно бы и увеличить – вплоть до 40...50% (известны примеры с применением паротепловых МУН: например нефтеотдача на Охе и Яреге выше, чем даже для легкой нефти) – но мешает Причина №1.

Причина №3 – технологическая. Если вязкость нефти в пласте 200 сПз, то на поверхности она увеличится до 500 сПз и выше – т.е. перекачиваемая среда в 500 раз более вязкая, чем вода. Такой продукт трудно транспортировать. Вязкие и обладающие высокой (более 0,9 т/м³) плотностью нефти образуют с водой стойкие эмульсии, выносят больше минеральных включений. По факту – нет экономичного отечественного оборудования для разделения таких эмульсий.

Несмотря на названные выше причины выход из создавшегося тупика – есть.

Непременным условием успешной реализации проектов по добыче тяжелой нефти является, прежде всего, применение МУН

С целью получения наибольшего экономического эффекта уже во время опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) месторождений тяжелой нефти целесообразно объединять все технологические решения по энергоснабжению, интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи, подготовке нефти, утилизации попутного нефтяного газа, подтоварной воды и т.д. в единый комплекс услуг.

Для экономики уже на этапе ОПЭ очень важно получать подготовленную, товарную нефть непосредственно на промысле и тем самым повысить привлекательность долгосрочного проекта.

«РМНТК-Термические системы» имеет успешный практический опыт реализации подобных комплексных проектов. С 2010 года наша компания осуществляет комплекс услуг в качестве подрядчика на стадии опытно-промышленной эксплуатации месторождения Русское, ЯНАО (оператор – ЗАО «РОСПАН Интернешнл»).

Месторождение – сложное по геологии, нефть – высоковязкая (217 сПз в условиях пласта). До разбуривания эксплуатационным фондом скважин здесь требуется решить вопросы по выбору конструкции скважинного оборудования, по темпам и технологии вытеснения нефти, а так же по разделению стойких эмульсий. И всё это в условиях заполярья и толщины многолетнемерзлого грунта более 300 м.

Для данного месторождения специалистами нашей компании спроектирован, изготовлен и успешно эксплуатируется комплекс блочного мобильного оборудования для непрерывной подачи в продуктивный пласт высокоминерализованной сеноманской воды с температурой до 140°C. Всё оборудование имеет соответствующие сертификаты и разрешения, готовится серийный выпуск. Документация по каждому этапу комплекса работ прошла необходимые экспертизы и согласования.

В рамках XI Международного нефтесервисного форума за успешные комплексные работы по интенсификации добычи вязкой нефти на месторождении Русское, наша компания стала лауреатом премии OFS Awards-2012 в номинации «Дебют года».



Реализованный проект – мобильный комплекс по закачке сеноманской воды различной температуры на КПН№1 месторождение Русское, ЯНАО

Преимущества такой организации работ:

- только один подрядчик – он же проектировщик, он же изготовитель и поставщик оборудования, он же и эксплуатирующая организация. Подрядчик несет всю полноту ответственности за конечный результат и качество работ, а так же все риски, связанные с реализацией проекта на стадии опытной разработки;
- нет необходимости проектировать и строить капитальные объекты – всё используемое оборудование и трубопроводы – мобильное;
- технологическая схема с использованием блочного принципа построения может быть оперативно скорректирована и дополнена;
- затраты – только на оплату работ, растянуты во времени, расчёт – по фактическому объёму. А благодаря внедрению автоматизированной системе управления (АСУ «Закачка») заказчик получает всю необходимую информацию о параметрах на устье нагнетательных скважин в режиме «on line» на любом устройстве, подключенном к Internet.

В настоящее время нами реализуется очередной проект с использованием технологии двухконтурного нагрева сеноманской воды и нефтяной эмульсии, включающий мобильную установку подготовки нефти с плотностью 0,96 т/м³ до норм ГОСТ Р 51858-2002. И всё это – мобильными установками, при минимуме временных и экономических затрат на строительство.

А на очереди – следующий проект: мы можем прямо на месте добычи из тяжелой нефти произвести моторное топливо, а с использованием мазутной фракции – вырабатывать электроэнергию и тепло для нужд промысла.

Наш путь позволяет сделать проекты по вязкой нефти менее затратными и рискованными уже на стадии опытной эксплуатации.

Для компаний, инвестирующих в стратегические проекты, это даст шанс своевременно подготовиться к окончанию эры легкой нефти.

У нас всё меньше времени на сомнения, пора активно и осознанно идти к обозначившейся цели – уже сейчас вовлекать в топливный баланс государства больше тяжелой нефти. ●

BELZONA

20 ЛЕТ В ЭКСПЛУАТАЦИИ



Виктория Мирко,
Инженер
технического сервиса,
Belzona

На сегодняшний день законы рынка диктуют заводам новые условия, согласно которым они вынуждены увеличивать свою производительность и постоянно изменять и совершенствовать условия технологических процессов. Как результат, более высокие температуры и более агрессивные химические вещества вовлечены в технологические процессы. В таких условиях оборудование, выполненное из мягкой стали, становится первым в ряду наиболее подверженного быстрой коррозии, особенно, когда такое оборудование не было первоначально предназначено для данных условий эксплуатации.

Эта проблема может быть решена заблаговременно путем проектирования оборудования из коррозионно-устойчивых сплавов, таких как нержавеющая сталь, дюплекс или наплавки нержавеющей стали на мягкую. Обычно такие решения требуют высоких затрат на выполнение, а также более долгого времени

на конструкцию. В этом случае, экономически выгодным решением становится проектирование оборудования из мягкой стали и его последующая внутренняя облицовка надлежащим материалом.

Компания Belzona предоставляет широкий спектр решений по борьбе с эрозией и коррозией, поражающей критически важное оборудование как в секторе добычи, так и в секторе переработки нефти и газа. Виды оборудования включают:

- Сепараторы
- Обессоливающие установки
- Дистилляторы
- МЭА, МДЭА и сульфиноловые абсорберы
- Водяные камеры
- Вспомогательное технологическое оборудование и др.

Внутренние защитные покрытия Belzona обеспечивают долгосрочную защиту, сокращают время простоя производства и увеличивают надежность работы оборудования



РИС. 1. Вид покрытия после нанесения



РИС. 2. Вид покрытия после ремонта заплатой

РИС. 3. Техническое обслуживание – Затраты



В далеком 1994-м Belzona разработала керамически наполненное покрытие на основе эпоксида, не содержащее растворителей, которое обладает выдающимися эксплуатационными характеристиками. Это покрытие, Belzona 1391 (Ceramic HT Metal), стало первым в ряду высокотемпературных покрытий Belzona. Сотни сепараторов были покрыты с тех пор, включая емкости на оффшорных платформах в Северном море, Великобритания. И это неудивительно, т.к. покрытие очень легко в нанесении и ремонте, а также позволяет достичь более долгого эксплуатационного срока. Помимо этого, технические характеристики тщательно протестированы и уже доказали свою эффективность.

В 1997 году было проведено следующее применение (рис.1). Заводское покрытие не выдержало условий эксплуатации, и емкость сильно корродировала под покрытием. Сепаратор требовал срочного ремонта в период закрытия на ремонт.

После 9 лет в эксплуатации (в 2006 году) персонал Belzona совместно с заказчиком проинспектировали емкость, где были обнаружены минимальные локальные проблемы, вызванные механическим повреждением покрытия, требующие местного

ремонта (рис.2). Благодаря своей превосходной адгезии ко многим субстратам и, в том числе, межслойной адгезии, продукт Belzona 1391 мог быть нанесен на уже существующее покрытие без необходимости его полного удаления, что обеспечило завершение ремонта в кратчайшие сроки.

Благодаря своим высоким характеристикам, покрытия Belzona сокращают количество ремонтных работ, необходимых для обеспечения защиты емкости. В случае необходимости ремонт может быть произведен в кратчайшие сроки, и для этого не требуется специального оборудования. Емкость, покрытая материалом Belzona в 1994 году,

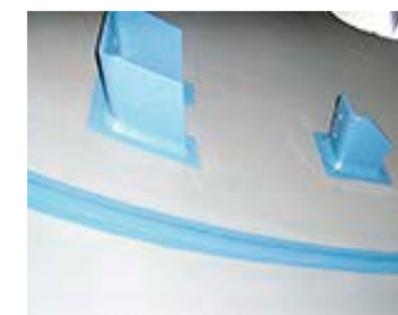


РИС. 4. Покрытие труднодоступных мест

до сегодняшнего дня находится в эксплуатации, т.е. уже в течение почти 20 лет! Данный факт доказывает, что начальные затраты на защитные покрытия Belzona оправдали себя и сэкономили деньги заказчику в долгосрочной перспективе (рис. 3). Решения Belzona бесспорно сокращают затраты и простой оборудования на ремонт, в то же время повышая надежность и эффективность работы оборудования.

Продукт Belzona 1391 является основоположником целого ряда высокотемпературных и химически устойчивых покрытий. После успеха Belzona 1391 на рынке высокотемпературных покрытий были созданы распыляемая версия продукта 1391S и продукт 1391T, который предназначен для нанесения в труднодоступных местах (рис. 4). Таким образом, 1391S и 1391T являются системой для защиты оборудования от эрозии-коррозии в химически агрессивных средах и при повышенных температурах, обеспечивая при этом меньшие затраты времени на нанесение по сравнению с первоначальным продуктом. Система продуктов Belzona 1391 предоставляет уникальное решение для наиболее подверженного эрозии и коррозии оборудования. Обычно эрозионно устойчивое покрытие (материал Belzona 1391T, наносимый вручную, или распыляемый Belzona 1381) наносится на нефтегазовые сепараторы в зоне от 4-х часов до 8-ми часов (рис. 5), а коррозионно устойчивое покрытие напыляется на остальные части оборудования, что значительно сокращает время нанесения полной системы.



РИС. 5. Инспекция покрытия низковольтным дефектоскопом на сплошность

ТАБЛИЦА 1. Испытания покрытий Belzona

Покрытие Belzona / Стандарт тестирования	Температура тепловой деформации	Погружение в Atlas Cell	Устойчивость к отпариванию	Устойчивость к внезапной декомпрессии	Устойчивость к эрозии
	ASTM D648	NACE TM 0174		NACE TM 0185	ASTM D4060, Машина Табера, H10 абразивный круг
1321	80°C ***	Устойчив к погружению при температурах до 60°C	Устойчив к отпариванию при 210°C	-	172 мм³ за 1000 циклов
1331	67°C ***	6 месяцев при 50°C**	-	-	46 мм³ за 1000 циклов
1391	145°C ***	6 месяцев при 95°C**	96 часов при 210°C	21 день при 100 атм*	39 мм³ за 1000 циклов
1391S	152°C ***	6 месяцев при 110°C**	96 часов при 210°C	21 день при 100 атм*	940 мм³ за 1000 циклов
1391T	140°C ***	6 месяцев при 120°C**	96 часов при 210°C	21 день при 70 атм*	320 мм³ за 1000 циклов
1392	125°C ***, 199°C при отверждении при 180°C	12 месяцев в 5% H2SO4 и 5% HCl при 90°C	96 часов при 210°C	21 день при 100 атм*	145 мм³ за 1000 циклов
1381	122°C ***	6 месяцев при 90°C**	96 часов при 170°C		46 мм³ за 1000 циклов
1521	166°C ***, 256°C при отверждении при 180°C	6 месяцев при 95°C**	96 часов при 210°C	21 день при 70 атм*	770 мм³ за 1000 циклов
1591	161°C ***, 208°C при отверждении при 120°C, 267°C при отверждении при 180°C	6 месяцев при 95°C**	96 часов при 210°C	21 день при 70 атм*	193 мм³ за 1000 циклов

* Отсутствие отслаивания после 21 дня полного погружения при 100°C и данном давлении с последующей разгерметизацией системы в течение 15 минут.

** Отсутствие пузырей или следов отслаивания или ржавления после 6-месячного погружения в воду при данной температуре.

*** Температура тепловой деформации при отверждении при 100°C

Материалы Belzona 1391S, 1391T и 1381 – это покрытия нового поколения с низким содержанием аминов, которые позволяют сократить время нанесения двухслойной системы вследствие ненадобности промывки и очистки поверхности между слоями. Нанесение второго слоя покрытия можно проводить в течение 18 часов после нанесения первого слоя (в зависимости от условий нанесения время может быть продлено до 24 часов). Также, все внутренние покрытия Belzona могут быть легко восстановлены повторным нанесением в случае локального повреждения. Нанесение на новое оборудование, ремонт или защита старого оборудования могут быть проведены по месту обслуживания в силу того, что данные

материалы являются продуктами холодного отверждения. В случаях, когда необходима защита от эрозии при температурах до 60°C, рекомендуется нанесение продуктов Belzona 1321 (наносится ручным инструментом) или Belzona 1331 (напыляемое покрытие).

Все материалы Belzona проходят тщательное тестирование и полностью соответствуют параметрам, указанным в Технических характеристиках продукта (см. Таблицу 1). Belzona 1391S и 1391T сочетают превосходную устойчивость к внезапной декомпрессии и катодному отслаиванию, устойчивости к отпариванию, а также устойчивость к эрозии, вызываемой вовлечением песка в поток рабочей жидкости.

Тщательное тестирование позволяет добиться высокого качества продукта, а предлагаемые услуги супервайзинга нанесения позволяют обеспечить постоянное высокое качество нанесения, тем самым создавая имидж Belzona как надежного и долгосрочного поставщика высококачественной продукции.

Belzona уже зарекомендовала себя в работе со многими мировыми лидерами нефтегазовой промышленности и имеет обширный опыт по нанесению покрытий на различных видах оборудования. Даже в самых безкомпромиссных и технически трудных ситуациях, Belzona готова предложить самые передовые и высокотехнические решения. ●

СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ – ГОТОВО К ПОСТАВКЕ

Место нахождения - Малтби, Ротерем, Великобритания
ДОСТУПНО НЕЗАМЕДЛИТЕЛЬНО



В том числе:

- СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ ДЛИННЫМИ ЗАБОЯМИ С ВЫЕМОЧНЫМ УЗЛОМ EICKHOFF, 300-400 метров (после капитального ремонта в 2012) – 200-метровая и 100-метровая система поставляется под заказ
- Сортировочное оборудование SANDVIK 'ABM-25' (2), после капитального ремонта в 2012
- Горно-подрывочные и загрузочные машины HAUS HERR 'Unisenk DC-23'
- Штрекоподдирочные машины DOSCO - 8'6" и 7'6"
- Широкий выбор вспомогательного оборудования



Для получения более подробной информации Свяжитесь с:

STEVE TRIBE (СТИВ ТРАЙБ)
Тел.: +44(0) 7836 688453
Э-почта: steve.tribe@go-dove.com

Полная информация:
www.go-dove.com

ПОД ПОКРЫТИЕМ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА



В.С. Раммо,
Технический директор,
ООО «Индустриальные
покрытия»,
к. т. н.

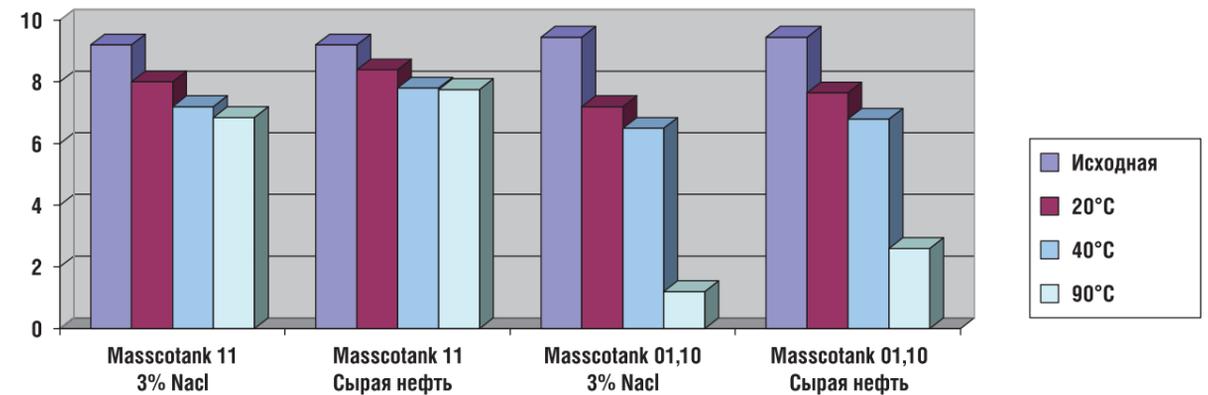
Проблема эффективной антикоррозионной защиты является очень актуальной для современных предприятий нефтегазового комплекса. Фирма «Индустриальные покрытия» предлагает широкий ассортимент ЛКМ, позволяющий оптимально выбрать системы покрытий различного оборудования, емкостей и металлоконструкций эксплуатирующихся в промышленно-агрессивных средах. Техническая политика компании направлена на разработку и внедрение материалов, отвечающих по комплексу эксплуатационных свойств растущим требованиям потребителей, а также на разработку современных экологически чистых материалов (водно-дисперсионных, с высоким сухим остатком).

Нефтяная и газовая промышленности являются важными потребителями, поскольку в настоящее время они определяют развитие экономики страны в целом, поэтому одним из основных направлений деятельности компании является разработка и производство ЛКМ для объектов нефтегазового комплекса. При разработке и постановке на производство таких материалов

фирма принимает во внимание документы соответствующих министерств, нефтяных, газовых и транспортирующих компаний, стандарты РФ ГОСТ (правила антикоррозионной защиты резервуаров, трубопроводы стальные магистральные, ТУ на трубы магистральных газопроводов и т.д.). Для объективной оценки качества разрабатываемых покрытий привлекаются ведущие отраслевые научно-исследовательские институты, занимающиеся проблемами коррозии металла, такие как: Московский университет им. Губкина, ОАО ВНИИСТ, ОАО ВНИИНефтехим, ОАО НИКИМТ-Атомстрой и другие. Ниже будут кратко описаны материалы и схемы покрытий, которые уже широко используются в нефтегазовой отрасли, а также ЛКМ, разрабатываемые в последнее время с учетом новых требований потенциальных потребителей.

Защита емкостного оборудования является важнейшей задачей нефтегазовой отрасли, поэтому мы выпускаем ЛКМ для защиты внутренней и наружной поверхностей резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

ДИАГРАММА 1. Изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в различных средах



Для защиты внутренней поверхности емкостного оборудования наиболее популярны схемы покрытий на основе эпоксидных и эпоксидно-фенольных смол. Мы предлагаем две системы покрытий: стандартная эпоксидно-диановая, состоящая из одного слоя грунтовки «Masscotank 01» и одного-двух слоев эмали «Masscotank 10», а так же усиленная эпоксидно-фенольная, формируемая одним слоем из эмали «Masscotank 11». Обе системы при толщине покрытия 350–400 мкм сохраняют защитные свойства в течение не менее 15 лет до балла не более АЗ 1 ГОСТ 9407 в условиях воздействия нефти, нефтепродуктов, технической минерализованной воды содержащей сероводород и водонефтяной эмульсии. Эпоксидно-фенольная система хорошо работает при температуре эксплуатации покрытия до ~ 100°C. На диаграмме № 1 показано изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в различных средах.

Эпоксидно-фенольная система «Masscotank 11» обладает более стабильной защитной и адгезионной прочностью, особенно при эксплуатации при повышенных температурах и в жестких условиях: парогазовая зона, раствор сероводорода, высокое содержание ароматических углеводородов. В качестве защитных покрытий для наружных поверхностей нефтяных резервуаров, предлагается схема покрытий на основе полиуретановой эмали «Masscorur 14». Этот тип ЛКМ в настоящее время обеспечивает наилучшее сочетание атмосферостойкости по сравнению с

другими классами материалов, используемых для финишных покрытий, а зимний вариант эмали позволяет наносить ее до температуры -10°C. В качестве грунтовок целесообразно применять эпоксидные грунтовки «Masscoroxy Zinc», «Masscoroxy1264», а также полиуретановую грунтовку «Masscorur 01». До настоящего времени на практике наиболее широко применялась классическая трех-слойная схема: 1слой грунтовки «Masscoroxy Zinc» x 60 мкм, 1слой межслойной грунтовки «Masscoroxy1264» x 120 мкм и 1слой покрывной эмали «Masscorur 14» x 60 мкм, общая толщина покрытия 240 мкм. В последнее время приобретает популярность грунтовка «Masscoroxy1264 LT», поскольку она позволяет наносить за 1 слой покрытие толщиной 100–150 мкм и может наноситься до

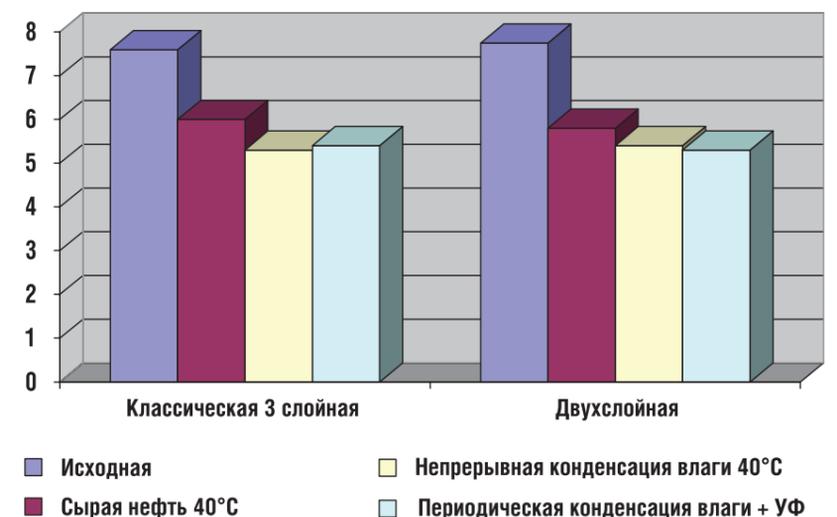
температуры -10°C по поверхности с чистой Sa2 и St2. В сочетании с эмалью «Masscorur 14» позволяет получать двухслойное покрытие со сроком защиты не менее 15 лет.

На диаграмме № 2 показано изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в агрессивных средах для схем: классической и двухслойной.

Из диаграммы видно, что обе системы имеют примерно одинаковые защитные характеристики, и только по стойкости к катодному отслаиванию двухслойная система ненамного уступает классической.

Учитывая громадную протяженность нефтепроводов, агрессивный характер транспортируемых продуктов и серьезные последствия, возникающие при повреждении трубопроводов в

ДИАГРАММА 2. Изменение адгезионной прочности в МПа за 1000 часов выдержки в агрессивных средах для схем: классической и двухслойной



процессе эксплуатации, необходимо обеспечивать надежную защиту, как внутренней, так и внешней поверхности труб от воздействия агрессивных сред. Наша фирма предлагает ряд материалов для защиты внутренних и наружных поверхностей нефтегазопроводов. Для внутренних поверхностей нефтепроводов совместно с институтом им. Губкина разработана и выпускается тиксотропная эмаль «Masscoroxu Term». Преимуществом данной лакокрасочной системы:

- долговременная противокоррозионная и адгезионная стойкость:
 - к сырой и товарной нефти, нефтепродуктам,
 - к минерализированной сточной, морской и пресной воде,
 - к сероводороду;
- широкий рабочий интервал эксплуатации при температурах от минус 40 до 120°C;
- высокая тиксотропия позволяет наносить покрытие толщиной не менее 400 мкм за один слой;

Покрытие сохраняет защитные свойства не менее 10 лет.

Для защиты наружной поверхности нефтегазопроводов может быть использована схема покрытий,

применяемая для наружной поверхности резервуаров, а именно – 2 слоя грунтовки «Masscoroxu1264LT» + 1 слой эмали «Masscorur 14» с общей толщиной ~350 мкм, что соответствует требованиям ГОСТ «Трубопроводы стальные магистральные». В то же время, учитывая существующую практику, для этой цели может быть рекомендована полиуретановая эмаль «Masscorur 18», которая позволяет наносить однослойное покрытие толщиной до 500 мкм. Жизнеспособность и время отверждения эмали могут быть скорректированы в соответствии с условиями применения материала. Эмаль «Masscorur 18» на основе полиэфирполиолов и ароматических изоцианатов обладает отличными физико-механическими свойствами, адгезией, водо-, хим- и атмосферостойкостью, имеет высокий сухой остаток 92%.

Для труб нефтяного сортамента, покрываемых порошковыми красками разработана и апробирована эпоксидно-фенольная грунтовка «Masscoroxu 0245» в системе покрытий с отечественными красками ПЭП. Покрытие на ее основе при толщине 15–20 мкм устойчиво к действию механических нагрузок, обеспечивает отличную адгезию порошкового

покрытия к металлической поверхности, обладает высокими противокоррозионными свойствами.

Учитывая, большие объемы бетонных и металлических конструкций и технологического оборудования, эксплуатирующихся в условиях атмосферы нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, несомненный интерес для их защиты, в особенности в условиях действующего производства, представляет применение экологически чистых эпоксидных водно-дисперсионных материалов, обеспечивающих пожаровзрывобезопасность при проведении окрасочных работ.

Для защиты железобетонных строительных конструкций наиболее целесообразно применение водно-дисперсионных и водоразбавляемых эпоксидных материалов «Masscoroxu Wep» и «Masscoroxu Lat», обеспечивающих на железобетонных конструкциях наилучшие характеристики в условиях повышенной влажности, замораживания -оттаивания, гидростатического воздействия грунтовых вод, а также парогазовых агрессивных сред. Эти материалы могут быть рекомендованы так же для защиты бетонных резервуаров пожаротушения и емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов.

Для защиты металлоконструкций, как внутри помещений, так и в атмосферных условиях, может быть рекомендована схема, состоящая из 2 слоев однокомпонентной тиксотропной грунт-эмали «Masscoat 155» на основе модифицированного полиолефина. Основными достоинствами данной окрасочной системы являются: отсутствие предварительного грунтования; толерантность к подготовке поверхности (допускается степень подготовки Sa2, St2); совместимость с большинством старых ЛКМ; ремонтпригодность; высокая атмосферостойкое покрытие; быстрое высыхание и короткое время до начала эксплуатации; широкий температурный интервал нанесения от минус 15°C до 40°C.

Фирма «Индустриальные покрытия» готова оказать помощь потребителям в решении широкого спектра задач защиты металла от коррозии и адаптировать выпускаемые ЛКМ под конкретные объекты применения. ●



Качественная спецтехника для транспортировки нефтепродуктов на отечественных и импортных шасси

AT3-15 на шасси Scania

Топливозаправщик ёмкостью 15м³. Полное соответствие разрешенным весовым нагрузкам для эксплуатации на дорогах общего пользования.



AЦ-17 на шасси Volvo

Автоцистерна ёмкостью 17м³. Транспортировка максимального количества полезного груза на популярной модели импортного шасси.



AT3-4,9 на шасси Hyundai

Топливозаправщик ёмкостью 4,9 м³. Техника городского типа: маневренная, удобная, приспособленная для эксплуатации в местах со сложными подъездными путями.



ппца-30 подкатная тележка BPW (3-х осная)

Ёмкость 30м³. Прочная конструкция спецнадстройки позволяет перевозить максимальное количество полезного груза при полном соответствии весовым нагрузкам и минимальном риске возникновения опасных ситуаций.



ГРАЗ – техника возможностей и перспектив

НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЮ

Применение гибкого теплоизоляционного материала Pyrogel® XT и быстроразъемных теплоизоляционных конструкций на его основе

«Промышленно-инжиниринговая компания» работает в строительной нефтегазовой сфере с 2004 года. Девятилетний опыт в предоставлении профессиональных инжиниринговых услуг определяет репутацию компании и ее ответственность перед заказчиками

Андрей Холин,
Руководитель проекта,
ООО «Проминком»

Алексей Шугаев,
руководитель проекта,
ООО «ОПИ»

Выполнение функций монтажа, контролера качества и соблюдения технологии при реализации проекта характеризуют компанию как бизнес-единицу, которая несет наивысшую ответственность за выполняемые работы. Принимая участие в комплексных решениях вопросов по созданию систем тепло и шумоизоляции объектов, зданий и сооружений, «Проминком», в первую очередь, делает ставку на внедрение передовых технологий, качество используемых материалов, безопасность и энергоэффективность конструкций, а также высокую культуру проведения работ.

При решении данных задач в компании «Проминком» учитываются мировой опыт, в том числе и в области применения высокоэффективных теплоизоляционных материалов.

Традиционно тепловая изоляция высокотемпературного оборудования и паропроводов производится минеральной ватой. Однако следует отметить, что подавляющее большинство минераловатных изделий изготавливаются с применением фенолформальдегидных органических соединений, выполняющих функции связующего.

На температурах выше 150°C происходит выгорание связующего, а с увеличением температуры охрупчивание и выгорание тончайших нитей (фибр), из которых

собственно и состоит минеральная вата. В результате минераловатные изделия теряют геометрическую форму, что приводит к потере их теплотехнических свойств, и как следствие к тепловым потерям. При этом следует учитывать, что кроме прямых потерь, выраженных в гигакалориях тепла, ушедших в атмосферу, могут быть и гораздо более ощутимые косвенные, к примеру, потеря качества готового продукта вследствие нарушения температурного режима технологического процесса.

Использование высокоплотных марок минеральной ваты на минеральном связующем увеличивает срок службы утеплителя, однако не решает проблему выгорания фибр и ее разрушения под действием влаги.

На рисунке 1 видно обычное для наших предприятий явление – потерявшая свои свойства минеральная вата на технологическом оборудовании. Промышленные предприятия постоянно сталкиваются с необходимостью замены потерявшей теплотехнические и физические свойства минераловатной изоляции. Периодичность проведения замены определяется сроком потерь



РИС. 1. Потерявшая свойства минеральная вата на технологическом оборудовании

минеральной ватой ее свойств, и в среднем составляет 2–5 лет.

Следует отметить, что зачастую существует необходимость получения регулярного доступа к запорно – регулирующей арматуре, фланцевым соединениям и иному оборудованию с целью проведения регламентных или иных работ. При этом тепловая изоляция с оборудования демонтируется с последующей заменой на новую, что занимает определенное время и приводит к дополнительным затратам, либо не изолируется вовсе, что чревато дополнительными тепловыми потерями и не выполнением требований норм промышленной безопасности.

На многих предприятиях, при проведении монтажных работ специалистам ООО «Проминком» выражались пожелания о возможности применения эффективной тепловой изоляции с длительным сроком эксплуатации в качестве альтернативы минеральной вате, а также о возможности применения съемных теплоизоляционных конструкций, обеспечивающих быстрый доступ к запорной арматуре, фланцевым соединениям клапанам и другим агрегатам.

Решение было найдено – им стал гибкий теплоизоляционный материал Pyrogel® XT производства компании Aspen Aerogels Inc., недавно появившийся на Российском рынке.

Pyrogel® XT – гибкий теплоизоляционный материал промышленного назначения, предназначенный для применения в условиях высоких рабочих температур изолируемого оборудования. Изготавливается на основе аэрогеля аморфного диоксида кремния, интегрированного в нетканые стекловолоконные холсты.

Форма выпуска – рулоны шириной 1,5 м. толщиной 5 и 10 мм.

Материал легко монтируемый, безопасный для окружающей среды, долговечный и удобный в эксплуатации. Применяется для тепловой изоляции промышленного оборудования и трубопроводов любой конфигурации и размеров.



РИС. 2. Гибкий теплоизоляционный материал Pyrogel® XT

Уникальным свойством Pyrogel® XT является теплопроводность, его коэффициент теплопроводности в 2–3 раза меньше по сравнению с любым традиционно применяемым материалом, соответственно и эффективность во столько же раз выше. Обусловлено это свойствами аэрогеля, или как его еще называют «твердого воздуха».

Аэрогели – гелеобразные вещества, в которых жидкость замещается на воздух. В результате получаются твердые тела на 98-99% состоящие из воздуха, заключенного в мельчайшие поры. Размер пор сравним с размером молекулы воздуха, благодаря чему кондуктивная теплопроводность материала значительно снижается. Однако в чистом виде применение аэрогеля затруднено из-за его хрупкости.



РИС. 3. Аэрогель или «твердый воздух»

Pyrogel® XT относится к категории негорючих материалов, при нагревании не выделяет токсичных веществ и дыма, не содержит органических связывающих, выгорающих при высоких температурах, а также не способствует распространению огня и может обеспечивать защиту оборудования от воздействия открытого огня в течение расчетного времени.

Материал гидрофобный, и может эксплуатироваться под открытым небом без защитно – покровного слоя (рисунок 4), не трескается, не разрушается и не провисает, а также не снижает своих теплотехнических характеристик в процессе эксплуатации.



РИС. 4. Гибкий теплоизоляционный материал Pyrogel® XT

Геометрические размеры теплоизоляционной конструкции с применением Pyrogel® XT в 2–3 раза меньше по сравнению с аналогичными по тепловой эффективности конструкциями с применением традиционных теплоизоляционных материалов (рисунок 5), что позволяет эффективно применять его в труднодоступных местах и при

необходимости ограничения толщины теплоизоляционного слоя, сократить строительный объем технологических помещений за счёт более эффективного использования пространства.



РИС. 5. Сравнение размеров изоляции из Pyrogel® XT и минеральной ваты

Гарантированный производителем срок службы материала составляет 20 лет, что значительно сокращает затраты на проведение ремонтов тепловой изоляции.

Свойства Pyrogel® XT позволяют применять его практически во всех отраслях промышленности. По совокупности физических и теплотехнических свойств его применение возможно даже в тех случаях, когда иные теплоизоляционные системы не в состоянии обеспечить необходимые параметры эксплуатации изолируемых объектов по критериям энергоэффективности, эксплуатационной надёжности, промышленной и пожарной безопасности.

Гидрофобность Pyrogel® XT обусловлена тем, что в структуре

ТАБЛИЦА 1. Основные свойства Pyrogel® XT

Температура применения	От - 40°C до + 650°C
Предел прочности на сжатие при 10% относительной деформации	10 т/м² (±10%)
Предел прочности на отрыв	10 т/м² (±10%)
Водопроницаемость	гидрофобен
Плотность	180 кг/м³
Кэффициент теплопроводности	+ 25°C - 0,0207 Вт/мК + 500°C - 0,064 Вт/мК + 650°C - 0,105 Вт/мК



РИС. 6. Влага на Pyrogel® XT

волокон присутствует мельчайшие частицы аэрогеля в виде порошка, который имеет плотность около 1 кг/м³, поэтому вода попадая на поверхность изолированного трубопровода собирается в капли подобно тому как это происходит на перьях водоплавающих птиц (рисунок 6).

Примером применения Pyrogel® XT при изоляции промышленного оборудования являются паропроводы. Технологические условия эксплуатации паропроводов требуют постоянного контроля и обслуживания фланцевых



РИС. 7

соединений, запорной арматуры, регулирующей и измерительной аппаратуры.

Для изоляции этих элементов были разработаны быстросъемные теплоизоляционные чехлы. Легкость обслуживания различных технологических узлов достигнута благодаря гибкости и одновременно с этим прочности Pyrogel® XT, а небольшие габариты этих конструкций определила низкая теплопроводность Pyrogel® XT. Изготовление быстросъемных чехлов производится из негорючих материалов: кремнеземной ткани, Pyrogel® XT и специальных ремней. Применение быстросъемных чехлов позволило обеспечить быстрый доступ к запорной арматуре, фланцевым соединениям и другим агрегатам.

Проведенный специалистами ООО «Проминком» анализ эффективности применения Pyrogel® XT при изоляции паропроводов подтвердил его высокую эффективность по сравнению с традиционно применяемыми материалами.

На паропроводе, изолированном минеральной ватой, в ходе не продолжительной эксплуатации произошла усадка ваты, нарушение целостности защитно – покровного слоя на стыках и другие дефекты, приведшие к потере эффективности теплоизоляционной конструкции. Паропровод в ходе ремонта был изолирован гибким материалом Pyrogel® XT. Результаты измерений характеристик паропровода до и после изолирования Pyrogel® XT были занесены в таблицу 2.

ТАБЛИЦА 2. Результаты измерений характеристик паропровода до и после изолирования Pyrogel® XT

№ п/п	Наименование показателя	Паропровод изолированный минеральной ватой	Паропровод изолированный Pyrogel® XT
1	Диаметр паропровода, мм	273	273
2	Длина паропровода, м	451	451
3	Температура пара на входе, °С	425	425
4	Температура пара на выходе, °С	403	420
5	Расход пара, тонн/час	65	65
6	Тепловые потери в следствие разности температур, Гкал/час	0,77845	0,18005
7	Срок работы оборудования, часов/год	8000	8000
8	Тепловые потери в год при цене 1 Гкал 600 рублей, рублей	3 784 000,00	864 240,00
9	Срок службы утеплителя до потери эффективности, лет	2–3	10–15
Вывод: Окупаемость аэрогеля с учетом его большей стоимости по сравнению с ватой произошла за 1 год и два месяца.			



РИС. 8

На фотографиях 5–11 видны варианты монтажа сборно-разборных конструкций и участков замены традиционного утеплителя на утеплитель Pyrogel® XT. Хорошо видно, как отличаются габаритные размеры при одинаковой эффективности.

Специалисты ООО «Проминком» постоянно совершенствуют способы применения гибкого теплоизоляционного материала Pyrogel® XT на трубопроводах и технологическом оборудовании различного назначения. Особую благодарность уже выразили наши клиенты: «Сибурнефтехим» г. Дзержинск, Оренбургский Гелиевый завод, Еврохим «Невинномысский Азот».



РИС. 10



РИС. 11

ООО «Проминком» обладает всеми необходимыми разрешениями для выполнения работ. Получено экспертное заключение №082 от 15.08.2008 о готовности к выполнению работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов ЕСГ ОАО «Газпром». Имеется свидетельство об оценке соответствия №ИО-00046-0004 от 23.10.2009 года (Единая система оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору). Сертифицированы в системе менеджмента качества (ISO 9001:2000) при выполнении изоляционных, кровельных, отделочных и фасадных работ, устройства полов, защиты конструкций, технологического оборудования и трубопроводов, осуществления функций заказчика-застройщика.



РИС. 9

ООО «Проминком» лицензировано в МЧС России по производству работ по монтажу, ремонту и обслуживанию средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений (Лицензия №8-2/0004 от 15.04.2009).

С 2010 года является членом СРО Некоммерческого партнерства «Объединение строителей газового и нефтяного комплексов» (НП «ОСГинК»). ●

ООО «Проминком»
 +7-495-660-37-66
 holano@promincom.ru
 holano@foamglas.ru
 www.promincom.ru

АРКТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

КТО ОБЕСПЕЧИТ СОЗДАНИЕ ОБЪЕКТОВ СЛОЖНОЙ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ



Андрей Дуров,
Генеральный директор,
ФГУП «Крыловский
государственный
научный центр»

В связи с открытием в арктическом регионе громадных запасов углеводородов руководство ряда стран проявляет к этому региону повышенный интерес. До недавнего времени борьба за сферы влияния в Арктике шла в основном между членами Арктического совета, в который кроме РФ входят США, Канада, Норвегия, Дания, Швеция, Финляндия и Исландия. Теперь же членами этого клуба в ранге постоянных наблюдателей хотят стать еще 14 государств и организаций. Среди них ЕС, КНР, Индия, Япония, Южная Корея и т.д. Эти страны обозначают свои претензии к Арктике.

Анализ текущих и перспективных задач энергетического и транспортного комплексов Российской Федерации позволяет определить номенклатуру типов судов и других гражданских объектов морской техники, создание которых наиболее актуально в Арктике и требует разработки инновационных технических решений.

К ним, в первую очередь, относятся:

- буровые и добывающие платформы для освоения

нефтегазового потенциала, в том числе для работы на предельном мелководье;

- подводные эксплуатационные комплексы для освоения глубоководных месторождений углеводородов и месторождений на акваториях с длительным или круглогодичным ледовым покровом;
- комплекс судов технического, обслуживающего и служебно-вспомогательного флота (суда снабжения, краново-монтажные, трубоукладчики и др.) для обеспечения обустройства и эксплуатации морских промыслов нефти и газа;
- крупнотоннажные танкеры для вывоза сырой нефти с шельфовых и береговых месторождений;
- крупнотоннажные суда для транспортировки сжиженного природного газа и т.д.

Главный вопрос заключается в том, какую роль в процессе создания всех перечисленных объектов морской техники способны сыграть предприятия отечественного судостроения. В каких формах может быть осуществлено их участие.

Говоря о проблемах и перспективах развития отечественного судостроения в новейший период российской истории, следует обратить ретроспективный взгляд на 2007 год, когда была принята «Стратегия развития судостроительной промышленности на период до 2020 года и на дальнейшую перспективу» (Стратегия), утвержденная Приказом Минпромэнерго РФ, создавшая основу для дальнейших серьезных шагов в области модернизации и развития отечественного судостроения.

В качестве основной ниши развития в Стратегии определена область наукоемких судов и морской техники, предназначенных для эксплуатации в экстремальных ледовых и гидрометеорологических условиях арктического шельфа

и Северного Морского пути. Для достижения сформулированных в Стратегии целей по созданию конкурентоспособного арктического флота Правительство РФ предприняло ряд последовательных шагов. Первым из них явилась разработка и утверждение федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники на 2009–2016 годы» (ФЦП РГМТ). В данной программе, в соответствии с установками Стратегии, был взят курс на создание научно технического задела (НТЗ), как базиса для дальнейшего развития судостроительной промышленности. Было выделено несколько направлений, по которым должен создаваться НТЗ. Важно подчеркнуть, что ключевыми направлениями являлись освоение шельфа и создание концептуальных проектов новой морской техники. Исследования и разработки по другим направлениям, касающимся научных исследований, технологий энергетики, машиностроения и приборостроения – интегрировались в итоге в решение задач освоения шельфа и Северного морского пути и получили практическое воплощение в проектах сложной морской техники.

Необходимо учесть, что реализация программы началась в середине 2009 года, в достаточно сложное для страны кризисное время, когда надвигалось существовавшее падение производства. Однако правительство проявило мудрость и волю в этот трудный момент и не отложило планов по модернизации судостроительной промышленности. В настоящее время эта программа находится на экваторе своей реализации, по ней создан целый набор серьезных инновационных решений и разработок, которые в настоящее время активно предлагаются к внедрению нашим нефте-газодобывающим и судовладельческим компаниям и судостроительным верфям. По количеству объектов интеллектуальной собственности, полученным в результате научно-технической деятельности

(патенты, полезные модели, ноу-хау, программное обеспечение), программа входит в тройку лучших федеральных целевых программ РФ.

Государственная программа «Развитие судостроения на 2013–2030 годы» (ГП), разработанная Мипромторгом России совместно с Крыловским научным центром, была утверждена распоряжением Правительства РФ в декабре 2012 года. В ней органично учтен опыт реализации ФЦП РГМТ, введены новые инструменты и подходы для эффективного развития судостроительной промышленности, и создания научно-технического задела. Применительно к решению приоритетных государственных задач освоения шельфа Арктических морей, Северного морского пути и судоходства по внутренним водным путям в районах крайнего Севера и Дальнего Востока формируются три главные комплексные цели формирования НТЗ в части гражданской морской техники: обеспечение безопасности человеческой жизни, обеспечение экологической безопасности, повышение экономической эффективности. Каждая из целей достигается по обозначенным в Программе направлениям, которые оцениваются основными индикаторными показателями, определяющими эффективность научно-технических разработок. В программе выделяются семь базовых технологических платформ: судно ледового плавания, ледокол, речное судно, скоростное пассажирское (грузопассажирское) судно, технически сложное судно, буровая платформа разведочного или промышленного бурения, добывающая (технологическая) платформа.

Каждую базовую платформу можно рассматривать как некую корзину (портфель), в которую складываются прогрессивные технологии, предназначенные для обеспечения проектирования и строительства перспективного морского объекта в части гидродинамики, прочности, ледовых качеств, энергетики, электротехники, судовой акустики и др. Непрерывная научно-техническая деятельность обеспечивает постоянное пополнение существующего набора технологий, замену устаревших решений и методов инновационными, соответствующими мировому уровню. При этом процесс идет по качественно расширяющейся



спирали, благодаря чему обеспечивается создание конкурентоспособной морской техники. В этом случае уже на начальной стадии создания требуемого сложного объекта у проектанта окажется в наличии необходимый НТЗ. Это соответствующим образом отразится как на качестве, так и на сроках создания морского объекта.

Создание НТЗ невозможно без совершенствования методов исследований, поэтому в ГП много места уделяется вопросам модернизации и обновления экспериментальной базы. Необходимо понимать, что новейшая экспериментальная база, такая, например, какой располагает Крыловский государственный научный центр, это залог национальной безопасности страны, гарантия того, что в стране может быть создана техника любой сложности, как в гражданском, так и в оборонном секторах. В Крыловском научном центре проведена комплексная модернизация по всем научным направлениям, а также идет строительство новых сложнейших объектов. В этом году завершается строительство самого современного в мире ледового бассейна, обладающего всеми возможностями по моделированию воздействия ледяных образований на все типы морской техники. В

2012 году начато строительство универсального оффшорного бассейна, позволяющего исследовать влияние волнения, ветра, течений на поведение объектов на морском шельфе. В совокупности два этих объекта дают возможность создавать самую современную технику, способную безопасно и эффективно эксплуатироваться в экстремальных и ледовых гидрометеорологических условиях Арктических морей и побережья.

В современных условиях успешное развитие научно-технического прогресса связано с широким использованием компьютерного моделирования. При этом важно понимать, что речь идет не о вытеснении физического эксперимента численным, а о взаимообогащении и гармоничном развитии обоих направлений. С одной стороны физический эксперимент позволяет выявить новые физические явления и эффекты, определяющие новые закономерности перспективного объекта, и отладить компьютерную модель. С другой стороны, созданная с помощью физического эксперимента адекватная модель позволяет спрогнозировать поведение объекта в широком диапазоне изменения параметров, выполнить его оптимизацию и, в конечном счете, повысить достоверность и эффективность принимаемых технических

решений. С этой целью в Крыловском центре создается мощный суперкомпьютерный кластер, ориентированный на использование как коммерческого, так и собственного программного обеспечения.

Создание НТЗ предопределяет необходимость проведения энергичных интеграционных шагов по его внедрению в реальные проекты морских объектов. Взаимодействие с потенциальными заказчиками в лице верфей и нефтегазовых и судовладельческих компаний показало, что на настоящем этапе их, в первую очередь, интересуют не отдельные технические решения, а комплексное создание объектов «под ключ».

В число потенциальных заказчиков объектов «под ключ» входят компании «Газпром», «Роснефть», «Лукойл», «Росморпорт», «Атомфлот», «Совкомфлот» и др. Технологиями создания объектов «под ключ» на настоящий момент располагают мощные иностранные компании. Возможности внедрения российских разработок через эти компании, к сожалению, минимальны. Для увеличения шансов отечественных производителей по внедрению морских технологий в проектируемые и строящиеся объекты требуется создание российской компании, способной конкурировать с иностранными в конкурсах на строительство объектов «под ключ».

Начальный этап интеграции, направленной на создание такой компании, относится к 2012 году,

когда к Крыловскому научному центру в качестве филиала был присоединен Центральный научно-исследовательский институт судовой электротехники и технологии.

Затем, в рамках интеграции проектного потенциала, Крыловский научный центр по согласованию с Минпромторгом РФ приобрел по договору купли-продажи акции ОАО «ЦКБ «Айсберг» – ведущего российского бюро в области ледоколостроения. Отметим, что в составе ФГУП «Крыловский государственный научный центр» с 1998 года входит ЦКБ «Балтсудопроект», которое за последние годы спроектировало ряд значимых и к настоящему времени построенных объектов сложной ледовой техники: платформы «Полярная звезда» и «Северное сияние», дизель-электрический ледокол «Москва», научно-экспедиционное судно «Академик Трешников», судно снабжения проекта 22420, которое строится на Амурском заводе. Таким образом, под эгидой Крыловского научного центра, обладающего высоким научным потенциалом, сформировали мощный проектный потенциал, фактически превышающий по своим возможностям все известные в мире проектные структуры, работающие в области создания ледовой и арктической техники.

Следующим интеграционным шагом стало выдвижение идеи создания на базе Крыловского научного центра Арктического центра (АЦ), в котором одним из главных направлений станет комплексное управление проектированием и строительством судов и морских сооружений.

Этот новый для Российской Федерации проект основывается на крепких и долгосрочных взаимоотношениях Крыловского центра с большинством верфей, с производителями оборудования и проектными компаниями, причем как отечественными, так и иностранными. Для реализации АЦ к Крыловскому научно-проектному потенциалу требовалось добавить производственный потенциал. Однако, в условиях большой загруженности российских верфей оборонными заказами, найти постоянного российского партнера, способного обеспечить долгосрочное строительство объектов по проектам АЦ в настоящее время затруднительно.

Поэтому следующим рациональным шагом явилась подготовка соглашения о сотрудничестве с западным партнером. Этим партнером стала немецкая компания Nordic Yards, включающая в себя три современных судостроительные верфи, и обладающая всеми технологиями по строительству сложной морской техники. Между компанией Nordic Yards и Крыловским научным центром подписано генеральное соглашение о совместных разработках в области проектирования и строительства морских объектов.

При подготовке соглашения стороны исходили из понимания, что применительно к объектам, интересующим заказчиков из РФ и других стран, весь инжиниринг обеспечивается российской стороной. Строительство же объекта ведется на верфях компании Nordic Yards. В развитие соглашения на прошедшей в апреле ганноверской выставке был представлен совместный стенд Крыловского центра и компании Nordic Yards. Экспозиция стенда включала модели разрабатывавшихся компаниями морских объектов. Вниманию участников выставки была также представлена информация о совместных планах компаний по созданию полноценного Арктического центра.

Совместную выставочную экспозицию двух компаний в Ганновере посетили Президент РФ В.В.Путин и федеральный канцлер Германии Ангела Меркель. Со стороны госпожи Меркель Крыловскому научному центру последовало предложение о возможной проработке научно-исследовательских судов в



Строящийся ледовый бассейн



Циркуляционный бассейн

арктическом исполнении в интересах Германии. На той же выставке было подписан ряд контрактов между Крыловским научным центром и Nordic Yards, касающихся совместных работ по перспективным объектам морской техники, которые будут создаваться в интересах РФ и ФРГ в ближайшее время.

Дополнительно стороны договорились о совместной работе в рамках исполнения проекта строительства морской преобразовательной платформы DoWin gamma для ветропарка в Северном море в Германии.

Другие подписанные контракты закрепляют договоренности сторон по совместному участию в проектировании и строительстве: судна-кабелеукладчика, ледокольного судна обеспечения и аварийно-спасательного судна, портового ледокола, ледокольного портового буксира, буксиров легкого ледового класса. Еще одним перспективным направлением взаимодействия станет разработка технических предложений по созданию самоподъемной ледостойкой буровой платформы для круглогодичного бурения эксплуатационных скважин на шельфе и ледостойкого бурового судна.

В настоящее время обеими компаниями предпринимаются дальнейшие шаги по организации работ над обозначенными проектами морской техники. Сотрудничество Крыловского научного центра с Nordic Yards даст возможность не только интегрировать усилия двух компаний, но также приведет к дополнительному мультипликативному эффекту. Российские специалисты смогут пройти курс обучения и стажировки за рубежом, ознакомиться с

современными технологиями проектирования и строительства морской техники.

Взаимодействие с немецкой компанией является пилотным проектом для Крыловского научного центра и одним из примеров эффективности сотрудничества с иностранными верфями и определяет начало процесса кооперации с мировыми лидерами, чьи компетенции в добавление к отечественным создадут синергетический эффект. Поэтому уже сейчас ведутся переговоры с целым рядом других иностранных компаний – потенциальных партнеров Крыловского центра.

Сегодня можно считать, что основные предварительные шаги к созданию АЦ, как центра научной компетенции, проектного потенциала и производственного потенциала – совершены, и осталось только найти конкретные организационно-юридические формы для закрепления достигнутых договоренностей и сотрудничества соответствующими организационно-юридическими актами. Арктический центр будет обладать научно-техническим базисом, включая экспериментальную базу, проектным потенциалом и соответствующими верфями, которые способны построить объект по разработанному проекту.

При этом научное сопровождение проектирования и строительства объекта, а также непосредственное их проектирование предполагается осуществлять силами ФГУП «Крыловский государственный научный центр» с возможным привлечением российских и иностранных партнеров.

Следует отметить особую роль Минпромторга РФ, проводящего последовательную политику

поддержки судостроительной промышленности. Создание АЦ во многом является интеграционным результатом инициатив Министерства промышленности и торговли. Концепция центра также получила одобрение вице-премьера Правительства РФ Дмитрия Олеговича Rogozina, посетившего в ноябре 2012 года Крыловский научный центр.

Конечной целью создания АЦ, осуществляемого при государственной поддержке, является прорыв предприятий судостроительной промышленности на рынок заказов отечественных, а в перспективе и иностранных компаний – потребителей морской техники. Активное участие российской стороны в работах центра позволит впоследствии осуществлять грамотную политику локализации и постепенного импортозамещения в судостроительной промышленности России.

Если первые проекты в достижении положительного конечного результата (строительство объекта «под ключ»), окажутся достаточно успешными, АЦ завоеует собственный авторитет на рынке и, соответственно, благополучно завершит начальный этап своего развития. Дальнейшие этапы развития будут связаны с повышением авторитета центра и постепенной переориентацией на отечественные верфи и компании.

Все это позволяет с оптимизмом смотреть на дальнейшее развитие отечественного судостроения, его арктической составляющей и доказывает, что предпринимающиеся руководством страны шаги заложили крепкий фундамент для развития научного, проектного и производственного потенциала Российской Федерации. ●



Тренажерный комплекс

ПРОБЛЕМА ВОДНОЙ СТИХИИ

Углеводороды в донных отложениях водных объектов



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



Рауф Галиулин,
Ведущий научный
сотрудник ИФПБ РАН,
Д.г.н.



Роза Галиулина,
Научный сотрудник
ИФПБ РАН

При хроническом или аварийном поступлении углеводородов в виде нефти, газового конденсата или продуктов их переработки в водные объекты, качественное состояние последних зависит от загрязнения донных отложений данными веществами. Это связано с тем, что загрязненные донные отложения при их взмучивании за счет ветрового воздействия, резкого увеличения скорости потока или изъятия донных отложений при дноуглубительных работах становятся источником вторичного загрязнения водной массы углеводородами

Донные отложения являются неотъемлемым составляющим водных объектов и объективный контроль их загрязнения углеводородами, как и водной массы, можно осуществлять только при наличии экспериментально обоснованного гигиенического норматива этих веществ в виде предельно допустимой концентрации (ПДК). Здесь под ПДК понимается концентрация химических веществ в донных отложениях, которая при повседневном влиянии в течение длительного времени негативно не отражается на человеке при попадании в его организм по пищевой цепи. Располагая подобным рода средством контроля можно не только судить о качественном состоянии водных объектов, но и прогнозировать их ухудшение вследствие вторичного загрязнения водной массы углеводородами из донных отложений. Если значения ПДК, например, для нефти и некоторых продуктов ее переработки в воде известны, то гигиенические нормативы для донных отложений в нашей стране до сих пор не разработаны даже на приоритетные химические вещества, включая углеводороды (см. таблицу).

Поэтому цель работы состояла в анализе и обобщении информации, касающейся решения проблемы гигиенического нормирования углеводородов в донных отложениях водных объектов при их хроническом или аварийном загрязнении данными веществами.

Загрязнение донных отложений углеводородами

Наблюдениями А.А. Кленкина и соавторов (2007) было установлено, что основными источниками поступления углеводородов, хронически загрязняющих Азовское море, являются речной сток, сточные воды предприятий, расположенных на прибрежных территориях, водный транспорт, дноуглубительные работы, бурение скважин и т.д. При этом загрязнение донных отложений в сравнении с водной массой имело некоторые особенности, а именно: отставание процессов аккумуляции углеводородов и их трансформации, происходящей с помощью углеводородокисляющих микроорганизмов; в донные отложения поступают уже в какой-то мере трансформированные углеводороды; в донных отложениях накапливалось до 90% углеводородов. По данным тех же авторов максимальное содержание углеводородов в водной массе моря достигало 0,5 мг/л, а в его донных отложениях – 1,2 г/кг. Исследования И.Ю. Макаренко (2007), проведенные в Среднем Приобье (Западная Сибирь) показали, что наибольшие количества углеводородов в воде и донных отложениях водных объектов в районе месторождений нефти на этапе их разведки и освоения достигали соответственно 1,1 мг/л и 2,8 г/кг, а на этапе их эксплуатации – 5,1 мг/л и 2,2 г/кг. Однако наиболее серьезное

Предельно допустимые концентрации нефти и некоторых продуктов ее переработки в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового пользования

Вещество	мг/л	Вещество	мг/л
Нефть высокосернистая	0,1	Керосин осветительный	0,05
Нефть малосернистая	0,3	Керосин сульфированный	0,1
Бензин	0,1	Керосин технический	0,01
Керосин окисленный	0,01	Керосин тракторный	0,01

загрязнение водных объектов углеводородами происходит при их аварийных разливах. Так, в результате несанкционированной (криминальной) врезки в магистральный конденсатопровод в Оренбургской области произошел разлив газового конденсата с попаданием его в водные объекты (бассейн реки Урал). При этом максимальное содержание углеводородов в водной массе и донных отложениях, по наблюдениям Г.Л. Генделя и соавторов (2006) составило соответственно 145 мг/л и 39,4 г/кг.

Между тем донные отложения представляют собой особую экологическую нишу, богатую органическим веществом и благоприятную для обитания микроорганизмов многих физиологических групп. Установлено, что наиболее многочисленная и разнообразная микрофлора населяет поверхностный слой детрита, представляющего собой органический ил и остатки водных организмов и являющегося необходимым материалом для развития донных бактерий. Микроорганизмы донных отложений по сравнению с микроорганизмами водной массы являются типичными и постоянными их обитателями и более адаптированными к условиям водных объектов. В этой связи не исключается возможность влияния углеводородов на микроорганизмы в донных отложениях, особенно при аварийных разливах веществ.

Влияние углеводородов на микроорганизмы в донных отложениях

При аварийных разливах влияние углеводородов на микроорганизмы в донных отложениях проявляется

в форме подавления процесса трансформации данных веществ, осуществляемой микробными клетками и использующими их в качестве единственного источника углерода и энергии. Так, при резком увеличении слоя углеводородов на поверхности донных отложений ухудшается кислородный режим водных организмов, что отражается на трансформации веществ углеводородокисляющими микроорганизмами, проходящей через стадии образования пероксидов, а при разрыве цепей углеродных атомов – смеси предельных кислот и оксикислот. Одной из причин сохранения повышенного загрязнения углеводородами донных отложений в центральном районе Азовского моря, как считают А.А. Кленкин и соавторы (2007), является менее интенсивное их окисление, связанное с низким содержанием кислорода в придонном слое водной массы.

Донные отложения представляют собой особую экологическую нишу, богатую органическим веществом и благоприятную для обитания микроорганизмов многих физиологических групп

Установлено, что в процессе трансформации углеводородов непосредственное участие принимают продуценты микроорганизмов – ферменты, такие как каталаза, ускоряющая окисление углеводородов, путем разрушения пероксида водорода до необходимого для этой реакции кислорода, а также дегидрогеназа, катализирующая отщепление водорода от молекул продуктов окисления углеводородов. Участие пероксида водорода в данной биохимической реакции связано с его образованием в процессе дыхания микроорганизмов и в результате окисления

углеводородов. Доказательством микробиологической трансформации углеводородов в донных отложениях служит повышение в них как численности углеводородокисляющих микроорганизмов, так и их ферментативной активности.

Между тем углеводороды в донных отложениях могут оказывать влияние не только на процесс их микробиологической трансформации, но и аккумулироваться в ихтиофауне.

Аккумуляция углеводородов в ихтиофауне

Загрязнение донных отложений углеводородами представляет немалую опасность для рыб-бентофагов, то есть рыб, питающихся организмами, живущими на дне водоема или опускающихся на дно в поисках пищи. Так, по наблюдениям А.А. Кленкина и И.Г. Корпаковой (2007), проведенным в юго-восточной части Азовского моря был установлен факт аккумуляции углеводородов нефти (парафиновых, нафтеновых, ароматических) в мышцах, печени и икре осетровых рыб.

Согласно Л.И. Сверловой и Н.В. Ворониной (2001), при концентрации углеводородов нефти в воде в пределах 0,08-0,1 мг/л, определяемой их содержанием

в донных отложениях, мясо рыбы приобретает неприятный привкус. Однако углеводороды, аккумулярованные в рыбе передаются по пищевой цепи к человеку как потребителю рыбной продукции речного и морского промысла, накапливаются в его организме и вызывают различного рода патологические процессы. А.Г. Гасангаджиева и соавторы (2006) считают, что высокие концентрации ароматических углеводородов нефти в рыбной продукции могут выступать как существенный фактор риска возникновения рака пищевода, определяемого содержанием в нефти бенз(а)

пирена. Так, исследования Г.С. Серковской (2011) показали, что количества бенз(а)пирена в нефти различного месторождения могут быть в пределах 240–8050 мкг/кг.

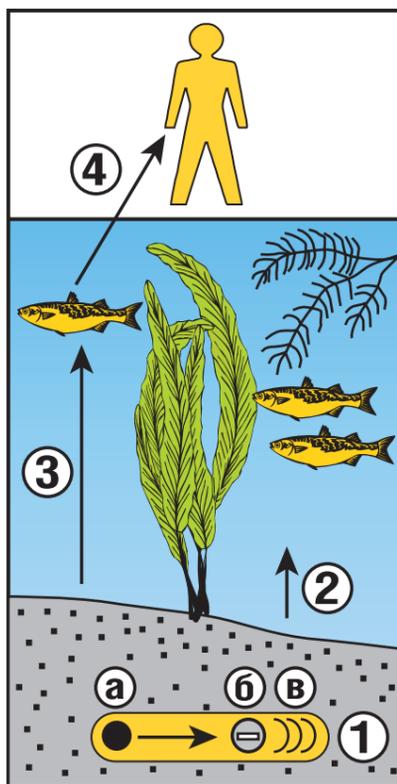
Исходя из вышесказанного возникает вопрос: как должна решаться проблема гигиенического нормирования углеводородов в донных отложениях водных объектов, то есть на основе каких показателей необходимо разрабатывать ПДК данных веществ?

Показатели для разработки ПДК углеводородов в донных отложениях

В работе А.М. Никанорова и А.Г. Страдомской (2007) изучалась возможность использования, так называемого коэффициента донной аккумуляции как показателя качественного состояния водных объектов и их хронического загрязнения по данным о накоплении углеводородов нефти в донных отложениях. Здесь коэффициент донной аккумуляции представляет собой отношение содержания веществ в донных отложениях к их концентрации в водной массе. Авторами был сделан вывод о том, что информативность коэффициента донной аккумуляции может существенно возрасти при наличии гидробиологических и токсикологических сведений, также характеризующих состояние водных объектов. В качестве показателя загрязнения донных отложений малых рек Верхневолжского бассейна углеводородами нефти Г.А. Виноградов и соавторы (2004) использовали численность углеводородоксилирующих бактерий. Этот показатель в так называемых чистых и загрязненных донных отложениях составлял соответственно 100 и 10000 клеток/мл, последние количества которых авторы связывают с процессом интенсивной микробиологической трансформации углеводородов.

Исходя из вышеприведенного определения ПДК химических веществ для донных отложений, как средства контроля негативного действия углеводородов на человека, коэффициент донной аккумуляции и численность

Показатели для разработки предельно допустимой концентрации углеводородов в донных отложениях водных объектов



углеводородоксилирующих микроорганизмов явно недостаточны для осуществления такого рода контроля. На наш взгляд полноценное гигиеническое нормирование углеводородов в донных отложениях должно осуществляться с использованием четырех показателей, представленных на рисунке.

Как обычно принято при гигиеническом нормировании, в результате экспериментального обоснования пороговых концентраций углеводородов по вышеперечисленным показателям, из них в качестве лимитирующего показателя избирают тот, который имеет наименьшую пороговую величину, что в результате будет представлять собой ПДК углеводородов в донных отложениях водных объектов.

Таким образом, необходимость решения проблемы гигиенического нормирования углеводородов в донных отложениях, как неотъемлемого составляющего водных объектов, давно уже назрела. Это диктуется особенностями загрязнения донных отложений углеводородами, их

1 – общесанитарный показатель, характеризующий изменение численности микроорганизмов и их ферментативной активности в донных отложениях под действием углеводородов, приводящем к повышению или снижению этих параметров (а – вещество, б – микробная клетка, в – ферментативная активность);

2 – водно-миграционный показатель, характеризующий перенос углеводородов из донных отложений в водную массу в результате их взмучивания за счет ветрового воздействия, резкого увеличения скорости потока или изъятия донных отложений при дноуглубительных работах, когда донные отложения становятся источником вторичного загрязнения воды;

3 – ихтио-транслокационный показатель, характеризующий перенос углеводородов из донных отложений и водной массы в рыбу и накопление в ее органах и тканях, при потреблении которой в пищу возрастает риск возникновения злокачественных новообразований у человека;

4 – органолептический показатель, характеризующий изменение запаха, привкуса и пищевой ценности рыбной продукции под действием углеводородов, приводящее нередко к полной непригодности ее потребления человеком

представлением как источника вторичного загрязнения водной массы, а также накоплением в ихтиофауне, а, следовательно, возрастании риска передачи данных веществ к человеку по пищевой цепи. Рассмотренную проблему представляется возможным решить посредством четырех показателей (общесанитарного, водно-миграционного, ихтио-транслокационного, органолептического), как основы разработки ПДК углеводородов в донных отложениях. Это даст возможность объективно судить о риске загрязнения донных отложений углеводородами для водных объектов и предпринимать при необходимости соответствующие профилактические меры. К числу последних можно отнести контроль за содержанием углеводородов в водных объектах с оповещением местного населения о неблагоприятной гидроэкологической ситуации в условиях использования водных объектов для хозяйственно-питьевых и рекреационных целей или рыбной ловли. ●

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



Газпром: новое газовое сотрудничество

В Тбилиси состоялась встреча Председателя Правления Газпрома А. Миллера и Президента Республики Грузия Э. Шеварнадзе.

В ходе встречи достигнуты договоренности о подписании Соглашения о стратегическом сотрудничестве в газовой сфере.

Собственная добыча газа в Грузии отсутствует. Основными источниками газоснабжения республики являются поставки российского и туркменского природного газа.

Газпром в настоящее время не осуществляет поставок природного газа в Грузию.



Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 10 лет, на фоне изрядно попорченных отношений с Россией министр энергетики Грузии К. Каладзе не исключает возможность того, что Грузия возобновит покупку природного газа у России.

Подтвердив желание Грузии продолжить сотрудничество с Азербайджаном по поставкам газа, тем не менее, К. Каладзе со значением заявил, что «Страна не должна зависеть только от одного поставщика, то есть Азербайджана», добавив, что «мы рассматриваем все возможности поставок газа из Туркменистана и Казахстана, хотя казахстанский газ приводит нас вновь Газпрому».

Темная сторона Shell

Shell оказалась впутанной в странную историю, после того, как более 150 ящиков «чувствительной» документации одной из бывших дочерних компаний нефтяного гиганта были закопаны в американской пустыне Нью-Мексико, штата Техас. Теперь найденные документы будут изучены экспертами, и если они обнаружат, что скрывали важную информацию от акционеров, общества или потенциальных покупателей, то Shell грозит уголовное расследование.

Комментарий Neftegaz.RU

Видимо звёзды так сложились, что сегодня мы с удивлением наблюдаем за не менее странной историей происходящей с Shell. Разоблачение произошло на этот раз в Европе. 14 мая 2013 г в офисах Shell были проведены обыски. Власти ЕС подозревают компанию в картельном сговоре с остальными участниками рынка с целью манипуляции ценами на нефть.

В частности речь идет о несоответствии реальным ценам на рынке и тем ценам, которые предоставлялись специализированным агентствам для рыночных котировок.

Каспийский передел продолжается

Россия считает нереальным раздел Каспийского моря между пятью странами региона (Россия, Казахстан, Азербайджан, Туркменистан и Иран) на равные доли. «В настоящее время поделить Каспийское море в соотношении по 20 % каждой из стран нереально. Хотя России это было бы выгодно», - заявил спецпредставитель президента РФ по Каспию, замглавы МИД РФ В. Калужный.

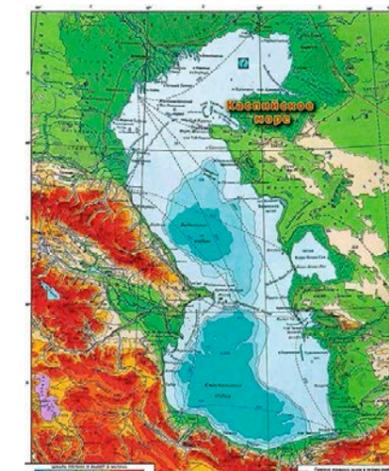
В. Калужный сказал, что раздел на основании принципа равных долей невозможно осуществить с тех пор, как в 1998 г Россия и Казахстан подписали соглашение о разделе приграничных участков Каспия по срединной линии.

Напомним, за раздел дна Каспийского моря на равные доли выступает Иран, в то время как сейчас ему принадлежит 14 % дна.

Комментарий Neftegaz.RU

Согласия в разделе Каспия нет до сих пор. Ряд каспийских государств, всё также продолжает придерживаться принципа раздела по срединной линии, следуя которой доли государств распределяются следующим образом: Россия – 18,7% дна, Казахстан – 29,6%, Азербайджан – 19,5%, Туркменистан – 18,4%, Иран – 13,8%.

Правда, за прошедшее время была разработана модифицированная срединная линия, включающая в себя участки, которые не являются равноотстоящими от побережий стран и определяются с учетом островов, геологических структур, а также с учетом уже существующих зон экономического присутствия.



Понятно, что модификация средней линии – компромисс, поскольку позволяет по взаимной договоренности отступить от обычной срединной линии в пользу той или иной страны.

В частности эта версия линии несколько увеличивает доли России и Ирана – разумеется, за счет соседей. ●



всего, результатом политических договоренностей. Что же получили взамен армянские власти – пока трудно сказать.

НЕФТЯНОЙ БОСС ИГОРЬ ГРОЗНЫЙ РАСШИРЯЕТ СВОЮ ИМПЕРИЮ ОТ ВЛАДЕНИЙ ПУТИНА ДО ВЛАДЕНИЙ МОРАТТИ



Никола Ломбардоцци

Москва. Болельщики футбольного клуба «Интер» очень оживились, узнав о вливании российских миллионов в компанию Моратти Saras. Самое нежное прозвище для главы Роснефти Игоря Сечина, которое они смогли подобрать, – это Дарт Вейдер, персонаж «Звездных



войн». Но некоторые считают его «самым страшным человеком в мире», ссылаясь не столько на его облик, не вызывающий умиротворения, сколько на темную и внушающую страх власть, которую этот загадочный человек приобрел в тени Кремля.

В конце концов, для этого, наверное, есть причины, если журнал Time решил включить Сечина (только одного из русских) в классификацию ста самых влиятельных людей в мире. В нее входят Папа, Обама и загадочным образом Марио Балотелли. Но власть Сечина распространяется не только на руководство нефтяным колоссом. Его «лазерным мечом», если оставаться в теме саги Лукаса, является пухлая записная книжка в коричневом кожаном переплете с множеством закладок. Он всюду носит ее с собой с тех самых пор, когда будучи молодым офицером КГБ, он стал советником набирающего силу Владимира Путина. ●

КТО МЕШАЕТ НАФТОГАЗУ ПОКУПАТЬ ГАЗ ИЗ ЕВРОПЫ?

УКРАЇНСЬКА ПРАВДА

Борис Кушнирук

Украина заинтересована в поставках газа из РФ в обход драконьего газового контракта Тимошенко-Путина.

Вполне вероятно, что украинская власть сейчас «играет в дурачка» в переговорном процессе с Газпромом и российскими властями. Она дает время украинскому бизнесу решить проблему кабального газового контракта рыночным методом. За власть все сама сделает экономика, надо только не дать лоббистам Газпрома этому помешать.

Понятно, что при этом важно не допустить монополизации внутреннего газового рынка частными поставщиками газа. То есть необходимо дать возможность как можно большему кругу бизнесменов обеспечить поставки газа в Украину. Для этого целесообразно было бы ограничить объем газа, который может держать в хранилищах одна бизнес-структура.

Необходимо также полноценно реализовать положения Третьего энергопакета в части разделения функций оптовой продажи, транспортировки и поставки газа конечным потребителям.

Кроме того, крайне желательно обеспечить резервные запасы газа в хранилищах.

КАКИЕ ЗАДАЧИ РЕШАЕТ РОССИЯ В АРМЕНИИ ЧЕРЕЗ РОСНЕФТЬ?

Օմբմանիչ

Армине Аветян

Визит президента крупнейшей российской нефтяной компании Роснефть И. Сечина в Армению обещает довольно интересную ситуацию или изменения в нашей стране.

Армения для Роснефти является небольшим рынком, и здесь задача не только в получении прибыли. Здесь, по всей видимости, решается более глобальная – геополитическая задача. Это значит, что Россия в Армении вместе с газом, электроэнергетикой, сферой связи забирает еще одну важнейшую в стратегическом отношении сферу, тем самым, усиливая и без того глубокое влияние на нашу страну. Роснефть известна в мире как экспансионистская компания. И вообще, сама Россия, используя свою нефтегазовую дубину, в мировой политике выделяется своим экспансионизмом, а захват рынка нашей страны является, скорее



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

5–7 июня

Четвертая ежегодная российско-казахстанская промышленная выставка
Russia Kazakhstan 2013
2-ой алматинский бизнес-форум
Алматы, Казахстан

11 июня

Первый российский Форум «Техногенные катастрофы: технологии предупреждения и ликвидации»
Москва

19–20 июня

Третья международная конференция «РАЗВИТИЕ КАСПИЙСКОГО ШЕЛЬФА»
Атырау

25–28 июня

11-й российский нефтегазовый конгресс в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2013
Москва

ИЮНЬ

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

20–21 июня

Конференция «Железнодорожные перевозки в цистернах продукции нефте- и газопереработки»
Москва

27 июня

Международная конференция «КЛАСТЕРНОЕ РАЗВИТИЕ ГАЗОНЕФТЕХИМИИ 2013»
Москва, гостиница «Националь» (зал «Петровский»)



А. Чанд, Х. Аль-Обелат, М. Матук



Участник симпозиума Трубопроводный Транспорт-2013



Е. Голышева



С. Скворцов



К. Голдштейн



Л. Магадова



А. Гиля-Зетин, А. Нафиков



М. Романова



Т. Хазова



А. Лакшин



Б. Триль



А. Тимофеев



Ю. Трегер



М. Вартапетов



И. Шумилова



Стенд компании СНЕМІХ на выставке Шины, РТИ, каучуки-2013



Ю. Сидоров



В. Борисенко



С. Папков



Ю. Булда



С. Петров



И. Гагарина, Р. Исхаков



И. Василенко



Представители компании Орггазнефть



А. Гатунок



О. Афанасьева

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

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

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

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

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

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

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



ОТВОДЫ ОСТ

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.2. Транспортировка и хранение

2.2.1. Трубопроводный транспорт



Производство и характеристики сварных сегментных отводов должны соответствовать ТУ 102-488-95 и ОСТ 34 10.752-97.

Сварные отводы чаще всего применяются для соединения магистральных трубопроводов, транспортировки газа. Штампованные отводы производятся согласно ТУ 102-488-95 и т.д.

Нержавеющие отводы благодаря своим высоким характеристикам используют в агрессивных средах, могут идти в конструкции с высоким давлением, и быть использованы в условиях крайнего севера. Могут поставляться по ТУ 1468-120-1411419-93, ОСТ 34 10.418-90, Ост 34 10.420-90.

Отводы крутоизогнутые бесшовные приварные по ТУ 36.48.00.05-020-95 из стали 15Х5М (жаропрочная и коррозионноустойчивая сталь) выдерживают давление до 16Мпа и температуру от -70°С до +600°С.

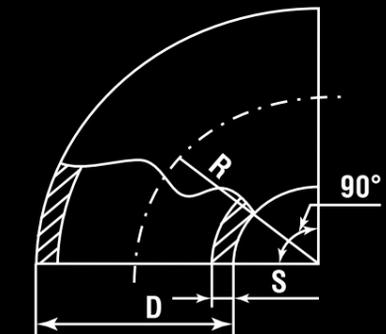
Отводы гнутые

На гнутые отводы от 3° до 90° с шагом 1° распространяется следующая НТД: ТУ 102-488-95, ТУ 51-515-91, ОСТ 36-42-81, ГОСТ 22793-83, ГОСТ 24950, производят из сталей марок 20; 09Г2С, 15Х5М, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т.

Отводы гнутые изготовленные из тонкостенных сварных и бесшовных труб широко применяются в машиностроении, авиационной промышленности, при прокладке трубопроводов, в коммунальной сфере.

Пример условного обозначения отвода 90°, диаметром 219 мм, толщиной стенки 6 мм из стали 20:

- отвод 90°-219×6
ГОСТ 17375-2001;
- Сталь 09Г2С;
- отвод 90°-219×6-09Г2С
ГОСТ 17375-2001. ●



ТРОЙНИКИ СВАРНЫЕ СТАЛЬНЫЕ ОСТ

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.2. Транспортировка и хранение

2.2.1. Трубопроводный транспорт



Тройник стальной – соединительный элемент трубопроводов (часть конструкции трубопровода) с тремя присоединительными концами, который предназначен для крепления боковых трубных ответвлений к основной магистрали (при этом среда изменяет свое направление под углом 90°).

Тройники равнопроходные в конструкции трубопроводов применяются в системах отопления, в системах холодного и горячего водоснабжения в паровых системах, а также на предприятиях нефтегазовой и химической промышленности и т.д. Тройники изготавливаются из углеродистых и низколегированных сталей, жаростойких и коррозионностойких сталей марок **15X5M, 12X18H10T, 10X17H13M2T** и пр.

Тройники сварные – способы производства:

- литые в формы
- горячая штамповка цельной поковки со сверлением отверстий
- газовая вырезка деталей со сваркой
- объемная штамповка из круглого проката и листа с последующей механической обработкой и др.

В зависимости от метода изготовления тройники равнопроходные делят на: бесшовные, сварные, точеные, и штампованные тройники. В изготовлении штампованных тройников по ТУ 102-488-95 применяется сталь марок: 20; 09Г2С; 12Х18Н10Т. Применяются в режиме давления до 2,5 Мпа и диапазоне температур от -30 до +300°С.

Сварные тройники со швом в горловине по **ГОСТ 17376-2001** производят из сталей марок: 20; 09Г2С; 12Х18Н10Т. Тройник стальной с накладками изготовленный согласно (Техническому Условию) ТУ 51-29-81 предназначен для регионов крайнего севера.

Бесшовные тройники согласно ГОСТ 17376-2001 изготавливают следующих марок стали: 20; 09Г2С; 12Х18Н10Т. Такие элементы трубопроводов выдерживают давление до 16 Мпа и могут применяться при температурном диапазоне среды от -70 до +450

Различают два вида тройников: тройники равнопроходные и переходные

- Равнопроходные тройники сварные имеют одинаковые диаметры всех выходных отверстий
- Переходные тройники имеют разные диаметры отверстий.

Примеры условных обозначений:

- переходный тройник D=60,3 мм, S=2,9 мм, D1=48,3 мм, S1=2,6 мм
- сталь 09Г2С:
- Тройник 60,3×2,9-48,3×2,6-09Г2С ГОСТ 17376-2001
- равнопроходный тройник D=76 мм, S=7,0 мм из стали марки 20:
- Тройник 76×7 ГОСТ 17376-2001. ●

ЗАГЛУШКИ ЭЛЛИПТИЧЕСКИЕ

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.2. Транспортировка и хранение

2.2.1. Трубопроводный транспорт



Заглушка стальная – деталь (элемент трубопроводной арматуры) трубопровода, предназначенная для герметизации (закупорки) ответвлений трубопроводов и трубопроводных конструкций.

Разновидностей заглушки трубы очень много. **Заглушки эллиптические** могут изготавливаться диаметром от 32 до 1020 мм. Область применения их достаточно широка, они могут выдерживать давление до 160 кгс/см², и температурный режим от минус 70°С до плюс 600°С.

В изготовлении заглушки трубы используют материалы согласно: ГОСТ 1050-74, 19282-73, 4543-71, 20072-74, 5632-72, углеродистые, легированные и нержавеющей марки сталей: 20; 09Г2С; 10Г2; 15Х5М; 12Х18Н10Т и т.д.

Метод изготовления заглушек эллиптических как правило при помощи горячей штамповки или газовой вырезки из листа.

Виды заглушек:

- заглушки фланцевые стальные
- заглушки плоские приварные
- заглушки эллиптические
- заглушки поворотные
- заглушки сферические
- заглушки межфланцевые
- заглушки быстросъемные и т.д.

Заглушка стальная применяется в нефтегазовой промышленности, химической промышленности и т.д. Такие заглушки трубы могут выдерживать давление от 6 до 160 кгс/см² и температуру от минус 70°С до плюс 600°С.

В зависимости от характеристик уплотнительных поверхностей выделяют следующие исполнения фланцевых заглушек:

- с шипом
- с соединительным выступом
- с впадиной
- под прокладку овального сечения и т.д.

Заглушки эллиптические по **ГОСТ 17379-83** предназначены для нефтегазовой и химической отрасли, под рабочее давление P_у 10Мпа, и температуры от минус 70°С до плюс 450°С. ●

ЭЛЕКТРОННЫЙ СТАЦИОНАРНЫЙ ГАЗОСИГНАЛИЗАТОР МЕТАНА (CH₄) ИГС-98 «МАРШ-СВ»

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.1.8. Электронное оборудование



Газосигнализатор «Марш-СВ» предназначен для непрерывного автоматического контроля концентрации метана (CH₄) в атмосфере, котельных, гаражах и т.п. Сигнализации об опасных концентрациях (CH₄), управления системой защиты.

Газосигнализатор является избирательным устройством и работает при наличии в атмосфере примесных газов (однако, нежелательным является присутствие в атмосфере в высоких концентрациях кислых и щелочных паров, аэрогелей, органических растворителей).

Газосигнализатор имеет звуковую и световую сигнализацию, цифровую индикацию концентрации и сухие контакты реле.

Прибор поставляется с блоком питания. Для установки никаких специальных приспособлений не требуется. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Измеряемый газ	метан
Диапазон измерений	0 – 5 об.д. %
Тип сенсора	термокаталитический
Два порога срабатывания сигнализации	Метан: 5400; 10800 ppm
Расположение съемного сенсорного модуля	встроенный в прибор, выносной
Способ отбора проб	диффузионный
Индикация	светодиодная
Срок службы газосигнализатора	не менее 10 лет
Срок службы съемного сенсорного модуля	не менее 3 лет
Габариты	120x120x40 мм

ВЕСЫ АНАЛИТИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ A&D (Япония)

Серия GH (GH-120, GH-200, GH-300, GH-202, GH-252)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.1.8. Электронное оборудование



Учитывают изменения окружающей среды.

Автоматическая самокалибровка и эргономичный дизайн.

Встроенная калибровочная масса. Внутренняя калибровка одним нажатием.

Широкие возможности вывода параметров данных. Программируемые и стандартные параметры измерения. Режим штучного подсчета и процентного взвешивания.

Функция автовключения и автовыключения.

Функция памяти позволяет запоминать (на выбор): 200 последовательных результатов взвешивания (без даты и времени), 100 параметров с датой и временем, 50 параметров с калибровкой и полной историей измерения.

Автоматическая настройка на оптимальные параметры отклика в зависимости от внешних условий. На дисплей весов выводится характеристика отклика: FAST, MID или SLOW. Весы автоматически производят самокалибровку, если температура внешней среды выходит из заданного диапазона.

Стандартный интерфейс RS-232C позволяет создавать двунаправленную связь с ПК.

WinCT (Windows Communication Tools) – программное обеспечение, позволяющее легко передавать результаты взвешивания с весов A&D на компьютер через интерфейс RS-232C. WinCT состоит из двух приложений: RsKey и RsCom.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ					
Модель	GH-120	GH-200	GH-300	GH-202	GH-252
Наибольший предел взвешивания, г	120	220	320	220 51	250 101
Дискретность отсчета, мг	0,1	0,1	0,1	0,1 0,01	0,1 0,01
Наименьший предел взвешивания, мг	10	10	10	1	1
Время взвешивания, сек, не более	3,5	3,5	3,5	3,5 8,0	3,5 8,0
Рабочий диапазон температур	5... 40 °C				
Размер платформы, мм	Ø 90				
Габаритные размеры весов, мм	217 x 442 x 316				
Масса весов, кг	8,2				
Средний срок службы, лет	8				
Класс точности по ГОСТ 24104-01	Специальный-1				
Номер в Госреестре средств измерений	44186-10				
Тип калибровки	внутренняя				
ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ					
AD-1653 – комплект для определения плотности AD-1683EX – антистатическое устройство AD-8121B – принтер матричный AD-8922 – блок внешнего управления					

RsKey позволяет передавать данные непосредственно в одно из приложений Windows, например Word или Excel, но не позволяет передавать команды с компьютера на весы. RsCom позволяет передавать данные на компьютер, используя текстовый формат и передавать команды (калибровка, включение / выключение, печать, запрос результатов взвешивания, обнуление, ранжирование, образец, режим, нулевое значение). RsKey и RsCom выводят следующие данные:

время, дата, порядковый номер, интервальная передача данных в формате GLP.

Соответствие нормам GLP. Данные могут быть выведены на печать с помощью принтера AD-8121B или на компьютер. При этом будут указаны: дата, время, ID номер весов и калибровочный вес.

Стандартный поддонный крюк – идеальное приспособление для измерения плотности и взвешивания магнитных материалов. ●



« Бюрократия разрастается, чтобы поспеть за потребностями разрастающейся бюрократии»

А. Азимов



« Слово «кризис», написанное по-китайски, состоит из двух иероглифов: один означает «опасность», другой – «благоприятная возможность»»

Д. Кеннеди



« Деятельность человека пуста и ничтожна, когда не одушевлена идеею»

Н. Чернышевский



« Деньгами надо управлять, а не служить им»

Сенека



« Власть – это наркотик. Кто попробовал его хоть раз – отравлен ею навсегда»

У. Черчилль



« Торговля не разорила еще ни одного народа»

Б. Франклин

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

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ BELZONA ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

БЫСТРЫЙ РЕМОНТ – ДОЛГОВЕЧНАЯ ЗАЩИТА

С 1952 года компания Belzona является ведущим производителем промышленных полимерных покрытий и ремонтных композитов, которые обеспечивают долговечную защиту от эрозии и коррозии.

Инновационные технологии Belzona для нефтегазовой отрасли позволяют заказчикам проводить ремонт в рекордно сжатые сроки, тем самым, снижая время простоя производства, предотвращая финансовые потери и улучшая эксплуатационные характеристики оборудования.

Основные группы услуг компании:

- Внутренние высокотемпературные химоустойчивые покрытия
- Композитный ремонт
- Ремонт в условиях погружения
- Защита зон химической локализации
- Внешние антикоррозионные покрытия
- 24/7 техническая поддержка




BELZONA®
Ремонт • Защита • Улучшение

www.belzona.ru