

НЕФТЕДОБЫЧА:
ЗАПАСЫ
И КИН

МИРОВОЙ
СПРОС НА
ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

НАДЕЖНОСТЬ
КРОЕТСЯ
В ДЕТАЛЯХ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[8] 2012 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

ДЕЛО – ТРУБА



Вахтовые посёлки .. под ключ

Возведение под ключ:
от фундамента до ввода в эксплуатацию.

Поставки и монтаж по всей России.

Профессиональные менеджеры, архитекторы, инженеры.
Два собственных производства полного цикла.



Корпорация «Инжтрансстрой».
Общая площадь: 16400 м². Вместимость: 3500 человек. Срок возведения: 4 месяца.



ОАО «Сибур».
Общая площадь: 23500 м². Вместимость: 4000 человек. Срок возведения: 6 месяцев.



Два производства полного цикла.
Крупнейшие заказчики.
Поставки по всей России!

www.modul.org

Центральный офис, Москва
107392, г. Москва,
ул. Халтуринская, дом 6 А
Время работы: Пн-Пт 10-18

Телефоны:
8 (800) 777-05-25
8 (495) 777-05-25

Производство, Калуга
249850, Калужская область,
п. Куровское;
Время работы: Пн-Пт 8-17

Телефон/факс:
8 (48434) 78-421
8 (48434) 78-467

Производство, Пенза
440067, г. Пенза,
ул. Светлая, д. 46;
Время работы: Пн-Пт 8-17

Телефон/факс:
8 (8412) 57-26-27
8 (8412) 90-01-51

Представительство, Сочи
г. Адлер, ул. Луначарского,
д.24, Урожайная, д.2
Время работы: Пн-Вс 8-19

Телефон:
8 (8622) 37-23-45
8 (918) 305-75-55



Нововоронежская АЭС.
Общая площадь: 18690 м². Вместимость: 5500 человек. Срок возведения: 8 месяцев.



«ЕВРАЗ Групп С.А.» и «Codest International S.r.L» (Италия).
Общая площадь: 9980 м². Вместимость: 2000 человек. Срок возведения: 4 месяца.



ММДЦ «Москва-Сити».
Общая площадь: 27360 м². Вместимость: 6700 человек. Срок возведения: 9 месяцев.



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



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

zaogkrs.ru



Мировой спрос
на энергоносители:
взгляд в будущее

14



Нефтедобыча:
запасы и КИН

30

Кому в WTO
жить хорошо?



8



Инновационные
технологии подводной
добычи углеводородов
на шельфе Арктики

44



Детальный
взгляд на рынок
соединительных
деталей

48

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	6
Россия главное	8
Арктика: перспективы освоения	9
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	12
Нестандартные стандарты	16
Россия в заголовках	21
Новые материалы в автоматизации нефтепромышленного оборудования	34
Золотое время» природного газа	38



Что мешает
внедрять
инновации
в нефтянке?

22

Маленькие детали для большой промышленности	50
Надежность кроется в деталях	52
Капитальные решения против капитальных ремонтов	56
Дело – труба	58
Вектор развития модульных зданий	64
10 лет на службе малой энергетики	68

Эра
интеллектуальной
автоматизации

60



Пионеры мобильных конструкций	70
Комфорт в экстремальных условиях	72
Управление безопасностью	80
Утилизация нефтеотходов	84
НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	88
Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	90
Классификатор продукции и услуг в НГК	92
Цитаты	96

Живая вода
для скважин

76



267 лет назад

В 1745 году Федор Прядунов, который построил примитивный нефтеперегонный завод и поставлял его продукты в Москву и Санкт-Петербург, получил разрешение начать добычу нефти со дна реки Ухта.

175 лет назад

В 1837 году в Бакинском селении Балаханы основан один из первых в стране нефтеперегонных заводов. Его создателем стал горный инженер Н.И. Воскобойников, который также являлся директором Бакинских промыслов.

164 года назад

В 1848 году в Биби-Эйбате на берегу Каспийского моря дает первую нефть первая в мире нефтяная скважина, полученная ударным способом с применением деревянных штанг.

154 года назад

В 1858 году основывается Волжско-Каспийское акционерное общество «Кавказ и Меркурий», игравшее важную роль в перевозках бакинской нефти по Волге на первых наливных баржах.

138 лет назад

В 1874 году была создана первая в мире акционерная вертикально-интегрированная компания в нефтяной промышленности – «Бакинского нефтяного общества». Ее учредителями стали нефтепромышленники Петр Губонин и Василий Кокорев. В России аналогичная компания появилась в 1879 году – «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» («Бранобель»).

136 лет назад

В 1876 году Роберт Нобель за 25 тыс. рублей приобретает керосиновый завод в Черном Городе (Баку).

134 года назад

В 1878 году по проекту В.Г.Шухова строится первый в России промышленный нефтепровод (диаметр труб – 76 мм) от Балаханских промыслов до завода Л. Нобеля в Черном городе.

127 лет назад

В 1885 году начала действовать крупнейшая в России Московская нефтебаза, построенная Товариществом «Бранобель».

115 лет назад

В 1897 году началось строительство самого большого в то время в мире магистрального трубопровода Баку – Батуми длиной 835 км и пропускной способностью 1 млн тонн в год.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор

Виктория Юдина

Шеф-редактор

Анна Павлихина

Ведущий аналитик

Артур Гайгер

Журналисты

Александр Власов, Анна Игнатьева

Ответственный секретарь

Татьяна Морозова

Дизайн и верстка

Елена Валетова

Корректор

Денис Пигарев



Издательство:
000 Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор

Ольга Бахтина

Отдел рекламы

Александр Боднар

Ольга Гусева

Борис Дармаев

Дмитрий Аверьянов

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

Переписка 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, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

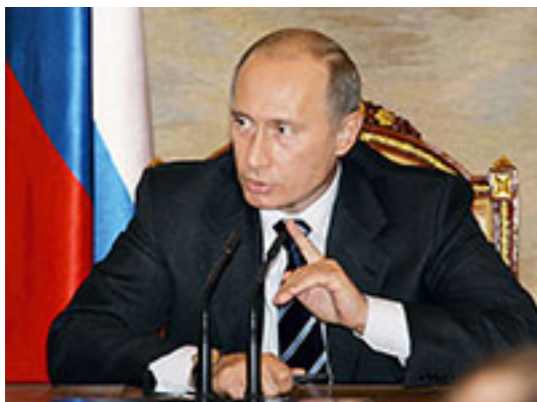
Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров



РОСНЕФТЬ

НА БЛАГО РОССИИ



Кому в ВТО жить хорошо?

Закончился 18-летний путь России в ВТО. 21 июля президент подписал ФЗ «О ратификации Протокола о присоединении РФ к Марракешскому соглашению об учреждении Всемирной торговой организации от 15 апреля 1994 г.», которым оформилось членство России в ВТО. Сторонники ВТО радуются, противники – продолжают спорить, но уже с потухшим энтузиазмом. Теперь спорить определенно не о чем, нужно учиться жить в новых условиях

АВТОР
Анна Павлихина

Не справедливо считать вступление в ВТО чисто имиджевым ходом: ну, не солидно России, позиционирующей себя развитой страной, быть вне международных организаций. Есть и определенная экономическая выгода. Например, российским товарам будет обеспечен равноправный доступ на зарубежные рынки, страна сможет пользоваться механизмом урегулирования торговых споров ВТО, возможно, будет создан более благоприятный инвестиционный климат. Только вот вопрос: будет ли кому обращаться за урегулированием спора и для кого открывать новые рынки?

Экономика России слаба и неконкурентоспособна. Экспортная база ухудшается, доходы от продажи углеводородов составляют 2/3 экспортных поступлений и около половины бюджета страны. Мы даже не говорим сейчас о том, что в случае прихода иностранных игроков на российский рынок будут введены европейские стандарты, к которым наши предприятия не готовы, будут исключены меры протекционизма. Далеко не все иностранные



компании ведут себя честно на новых рынках. Хотя российскому бизнесу к этому не привыкать.

Ошибочно думать, что коснется это только перерабатывающих отраслей. Сложная ситуация на рынке нефтепромышленного оборудования. Обострившаяся на мировом топливном рынке конкуренция позволит выжить только тем компаниям, чья продукция конкурентна по соотношению цена-качество. Это возможно при обладании новыми технологиями, которыми российские производители не всегда обладают. Не секрет, что российские производители оборудования работают ниже своего потенциала, а монополисты – «Газпром» и «Роснефть» – ранее отдавали предпочтение зарубежным подрядчикам. 65% российского рынка нефтегазового сервиса принадлежит иностранным компаниям. Сейчас ситуация с импортозамещением при поддержке государства меняется в лучшую сторону, но не факт, что вступление России в ВТО добавило позитива в этот процесс.

При этом членство России, одной из крупнейших стран мира, обладающей огромными запасами нефти и газа, в ВТО, в-первую очередь, выгодно самой ВТО. Со вступлением России в ее ряды, (а за 7 лет до этого к ВТО присоединилась Саудовская Аравия) организация становится мощнейшим институтом, объединяющим страны, добывающие 85% всей нефти и газа в мире.

Раньше ВТО практически не вмешивалась в регулирование торговли энергоносителями и вопросы ТЭК были важным, но не определяющим пунктом в переговорах о присоединении к организации.

Теперь, когда ВТО сконцентрировала в своих границах почти всю десятку стран-лидеров по добычи углеводородов, ей наверняка захочется заняться вопросами энергетики.

И отстоять действующие механизмы ценообразования на внутреннем и внешнем рынке российским нефтегазовым монополистам будет гораздо сложнее. ●

ВЬЕТНАМСКИЙ ПОРТ ПОД ФЛАГОМ РОССИИ

В ходе недавнего официального визита президента Вьетнама Чыонг Тан Шанга в Москву, был подписан документ об укреплении отношений всеобъемлющего стратегического партнерства между Россией и Вьетнамом

АВТОР
Александр Власов

В ходе переговоров среди прочих был поднят вопрос о возвращении России на вьетнамскую военную базу Камрань. Вообще, у России появляется столько интересов во Вьетнаме, что для их обеспечения не помешало бы восстановить там российскую военную базу.

Тогда же главкомом ВМФ В. Чирков заявил: «Мы продолжаем работу по обеспечению базирования сил ВМФ за пределами Российской Федерации. В рамках этой работы на международном уровне прорабатываются вопросы создания пунктов материально-технического обеспечения на территории Кубы, Сейшельских островов и Вьетнама».

Реакция Ч.Т. Шанга последовала в эфире радиостанции «Голос России»:

«Что касается России, то с ней нас связывают давнее сотрудничество и стратегическое партнерство. Это партнерство будет развиваться и впредь. Поэтому мы предоставим России преимущества в Камрани, в том числе, в целях развития военного сотрудничества».

Преимущества желательны, поскольку за Камрань сейчас идет негласная борьба между Россией и США. В середине июня с соответствующим предложением базу посетил шеф Пентагона Л. Панетта. Однако вьетнамцы ещё хорошо помнят напалм, сбрасываемый американскими бомбардировщиками.

На следующий день после визита вьетнамского президента на совещании по вооружениям ВМФ в Северодвинске В. Путин заявил о восстановлении России как Великой морской державы, подкрепив слова суммой в 4,5 трлн руб на развитие российского флота в последующие 8 лет.

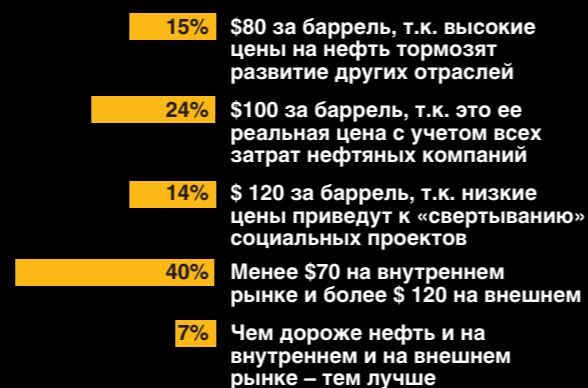
«У России нет друзей, кроме Армии и Флота», – афоризм, произнесённый Александром III, вероятно, всегда был и будет актуален для России. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Сколько должна стоить нефть? Много! И чем больше, тем лучше. А как иначе, если нефть – это почти единственная (есть еще газ) статья нашего бюджета

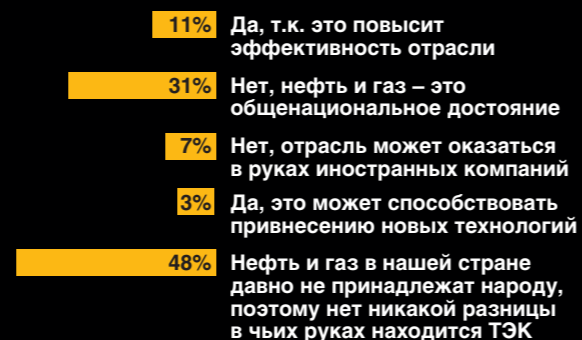
«У высокой цены не может быть недостатков» – считает А. Дмитриевский, ведь сильное понижение цен «свернет» все социальные проекты. Также считают 14% опрошенных. 7% полагают, что чем дороже нефть и на внутреннем и на внешнем рынке – тем лучше. А вот Г. Шмаль считает, что высокая цена тормозит развитие остальных отраслей, поэтому нефть должна стоить \$80 за барр. С ним согласны 15% опрошенных. 24% опрошенных уверены, что реальная цена \$100 и 40% патриотически считают, что для внутреннего рынка справедливая цена \$70, а для внешнего – более \$ 120.

Сколько должна стоить нефть?



10 июля прошло первое заседание Комиссии по вопросам стратегического развития ТЭК и экологической безопасности, на которой В. Путин обозначил 5 приоритетных задач, стоящих перед отраслью. Одна из них – приватизация ТЭК. Сначала мы хотели сформулировать вопрос так: что будет, если отдать госактивы ТЭК в частные руки? Но не стали, ведь и так понятно: богатые станут богаче, бедные – беднее. Поэтому мы спросили «нужно ли приватизировать ТЭК?». В общей сложности «Да» – 14%, «Нет» – 38% и почти половина (48%) понимают, что живут не в Эмиратах и ни нефть, ни газ при любом стечении обстоятельств народу принадлежать не будут.

Нужно ли приватизировать ТЭК?



2 сентября –
День работников
нефтяной, газовой и топливной
промышленности

Уважаемые работники нефтяной и газовой промышленности!

От имени Трубной Металлургической Компании и от себя лично искренне поздравляю Вас с профессиональным праздником!

Нефтегазовая промышленность по праву считается одной из крупнейших и динамично развивающихся отраслей отечественной экономики. Для России нефть и газ – не только источники энергии, тепла и света. Нефтегазовая отрасль была и остается основой экономического развития страны, залогом ее процветания.

Главное богатство отрасли – ее сотрудники: те, кто в непростых условиях работает на нефте- и газодобывающих предприятиях, кто разрабатывает сложнейшие технологии эффективного освоения месторождений и переработки добытого сырья. Добыча нефти и газа не знает выходных и праздников. Это – напряженный каждодневный труд, сочетающий в себе большую ответственность и высокое мастерство. Большой благодарности заслуживают все те, кто своим трудом, талантом и энергией вносит неоценимый вклад в укрепление материального и интеллектуального потенциала отрасли.

ТМК как ведущий поставщик трубной продукции и сопутствующих услуг для нефтегазовых компаний прилагает значительные усилия для того, чтобы обеспечить ваши производственные потребности в современном оборудовании, отвечающем самым высоким мировым стандартам. Предприятия нефтегазового комплекса страны – основные потребители продукции ТМК. По этой причине мы с радостью разделяем с вами этот праздник.

За последние годы в нефтегазовом комплексе накоплен огромный опыт реализации сложных и масштабных проектов с привлечением новейших технологий и самых квалифицированных специалистов. Высокий научно-технический уровень, современное управление, огромный человеческий потенциал позволяют предприятиям отрасли с оптимизмом смотреть в будущее. Уверен, профессионализм российских газовиков и нефтяников, их верность делу будут и в дальнейшем способствовать успешному развитию нефтегазовой промышленности!

Искренне желаю вам новых свершений и производственных побед, семейного благополучия, крепкого здоровья и неисчерпаемой энергии!

Генеральный директор ОАО «ТМК»

Ширяев А. Г.



Персональ

Худайнатов *Мокарев*

Атамбаев

Дворкович

Якунин

Александров

Бударин

Чемезов

Султанов

Медведев



Дворкович Аркадий Владимирович

Родился в 1972 г. в семье международного шахматного арбитра.

Женат на Зумруд Рустамовой, в прошлом замминистра имущественных отношений РФ, ныне – член совета директоров ряда крупных российских компаний.

Брат Михаил, известный бизнесмен, работал в сфере PR и коммуникаций, но после назначения Аркадия вице-премьером Михаил Дворкович покинул свои посты во всех компаниях и общественных организациях.

В 1994 г. А. Дворкович окончил МГУ, в который, по собственному признанию «чудом поступил, чудом, потому что слегка напугал на математике и поставил десяток лишних запятых в сочинении. А потом пришёл на экзамен по истории без права получить ниже пяти баллов, но, совершенно не зная ни культуры средневековой Европы, ни последовательности российских императоров».

Однокурсником А. Дворковича по экономическому факультету был Зиявудин Магомедов, ныне председатель совета директоров стремительно развивающейся компании ИГ «Сумма Капитал».

В 2001 г. А. Дворкович назначен заместителем Министра экономического развития и торговли.

С 2008 г. – помощник Президента РФ.

21 мая 2012 г. заместитель председателя правительства РФ. В 2000 г. А. Дворкович вместе с Е. Гайдаром и Е. Ясиным стал автором «Экономической стратегии России в первом десятилетии XXI века», проявив себя сторонником

либеральных взглядов. То же подтверждает и его радение за присоединение России к ВТО: «это возможность играть по одинаковым правилам игры... и ... формирования отношений инвесторов к России как к стране с цивилизованными правовыми рамками для ведения бизнеса». Такая позиция сближала его с основными пропагандистами ВТО из Минэкономразвития, должность замглавы которого он занял в 2001 г.

В министерстве А. Дворкович продолжал последовательно генерировать либеральные идеи: «скажу непопулярную вещь, но считаю, что это правильно: если мы все считаем, что всего нужно добиваться своим трудом, что работать должно стать модным, нужно отменить стандартные стипендии у студентов, потому что это неправильный сигнал, что ты за сам факт своей учебы получаешь компенсации».

В апреле 2010 года он сказал еще одну «непопулярную вещь» намекнув, что неплохо было бы увеличить пенсионный возраст: «Мне кажется, что время пришло, и не стоит обманывать самих себя, что люди не готовы. Они готовы».

В марте 2012 года в составе нового правительства Д. Медведева, А. Дворкович получил кресло

вице-преьера. Новая должность делала его куратором ТЭК ранее находившегося в ведении И. Сечина. И в стране стало 2 комиссии по ТЭК – президентская и правительственная. «Решать», очевидно, будет президентская, а исполнять – правительственная. Впрочем, сам А. Дворкович вскоре после назначения сообщил, что будет курировать весь реальный сектор экономики.

В мае В. Путин подписал указ, согласно которому правительство при подготовке нового плана приватизации должно учитывать, что стопроцентно государственный Роснефтегаз будет входить в капиталы компаний ТЭКа, которые «нуждаются в дополнительном финансировании для своего развития».

«На сегодняшний день существует в целом одобренная идея интеграции компаний, но говорить о схеме этой интеграции, будет ли это юридически слово объединение, слияние компаний, поглощение или что-то еще, я пока не могу сказать», – отметил А. Дворкович, очевидно, опасаясь усиления своих дублёров по властным полномочиям в ТЭКе. Ведь за Роснефтью и всеми её ипостасями, в виде Роснефтегаза, явно проступает мощная фигура И. Сечина. ●

Поглощение компаний

Новое назначение

Дошли руки до Арктики

Тазовые войны

Вторая ветка ВСТО

Торги на бирже

Южный поток

Продажа квот

Обвал рынка акций

НОВАТЭК строит порт на северо-востоке Ямала. Д. Медведев создал комиссию по доработке программы освоения шельфа. В. Путин выделил 4,5 трлн руб на развитие российского флота и подписал закон о создании федерального казенного учреждения «Администрация Северного морского пути». Это означает – за Арктику взялись крепко



НОВАТЭК – 2-й по объемам добычи производитель природного газа в России начал строительство морского порта Сабетта на северо-востоке Ямала. Порт предусматривает создание комплекса по сжижению природного газа на базе Южно-Тамбейского месторождения. Его строительство позволит ввести в разработку месторождения Ямала и Обской губы и обеспечит круглогодичную навигацию по Северному морскому пути, а также будет способствовать развитию ледокольного флота России.

Строить порт частные компании будут вместе с государством. Основные участники проекта – «Ямал СПГ», Росморречфлот, ФГУП «Росморпорт», генеральным проектировщиком выступит «Ленморниипроект».

Ожидается, что в 2016 г. объемы отгрузки СПГ составят 5 млн. тонн в год, а в 2018 г. – 15–16 млн. тонн. При этом инвестиции в казну государства составят 47,2 млрд. руб. При этом Д. Медведев на заседании правительства 2 августа заявил, что экономический эффект от реализации программы освоения

шельфа должен достигнуть 8 трлн руб, добыча нефти к 2030 г. на шельфе должна увеличиться в 5 раз, т.е. до 66,2 млн тонн, а газа – в 4 раза до 230 млрд м³.

Он также отметил, что освоение Арктики сдерживается отсутствием инфраструктуры и должного финансирования. «Федеральный бюджет не может быть одним источником финансирования для задач, решаемых в Арктике», – с этими словами премьер поручил создать рабочую группу по доработке программы освоения шельфа России до 2030 года во главе с А. Дворковичем.

Несколькими днями ранее В. Путин, на совещании в Северодвинске, заявил о восстановлении России, 9 как Великой морской державы, выделив 4,5 трлн руб на развитие российского флота, сделав особый акцент на ядерных подводных лодках, которые особенно могут пригодиться «большой войны за Арктику», которую готовят США. Также, В. Путин подписал закон, который предусматривает создание администрации Северного морского пути в форме федерального казенного

учреждения. Таким образом, у Севморпути появился «хозяин», который может принимать заявления на право плавания в его акватории, взимать плату за ледокольную проводку судна и т.д.

То, что российские власти, наконец, взялись за Арктику – это хорошо. Баженовская свита – это прекрасно, но осваивать углеводороды Арктического шельфа все равно придется. Уже определились с терминологией, административными формами и операторами, т.е. ответили на вопрос «что», «где» и «кто» будет добывать. Но еще остается вопрос «как»? А ведь вопрос технологий – первый, который нужно решить. Адаптировать опыт канадских или норвежских соседей иной раз оказывается дороже, чем воспользоваться наработками наших НИИ. Другие климатические условия и российская специфика требуют и других технических решений. И это дополнительный вес ответственности, которая накладывается на российские компании при выборе партнеров по Арктике и ее стратегии на северном шельфе. ●

МИРОВОЙ СПРОС НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ: ВЗГЛЯД В БУДУЩЕЕ

Россия находится в благоприятном положении, обладая крупнейшим в мире ресурсно-сырьевым энергетическим потенциалом. По разведанным запасам нефти наша страна занимает второе место в мире, по добыче – третье, а по газу (запасам и добыче) – первое. Россия является мировым лидером по объемам обогащенного урана и по запасам угля. Каковы ее шансы остаться в будущем ведущим экспортером углеводородного сырья на мировой арене?



Василий Тарасюк,
Первый заместитель
председателя Комитета ГД
по энергетике,
д.э.н.

ОБ АВТОРЕ

Василий Михайлович Тарасюк в 1974 г. окончил Киевский торгово-экономический институт, в 1991 – Уфимский нефтяной институт, в 2000 – Российско-канадский учебный центр по переподготовке кадров для ТЭК. Первый заместитель председателя комитета ГД по энергетике, курирует вопросы законодательного регулирования деятельности в области нефтяной промышленности. Депутат Государственной Думы от партии ЛДПР. Действительный член Международной Академии информатизации. Доктор экономических наук.

Россия, являясь крупнейшим мировым экспортёром сырья, обладает уникальным преимуществом перед остальными экспортёрами не только по объемам своих ресурсов, большой трубопроводной системой, но и уникальным для страны-экспортера научно-техническим потенциалом. Именно это сочетание даёт ей шанс перейти на путь инновационного развития, воспользовавшись переломным моментом в мировой экономике, стоящей на пороге глубоких технологических перемен. Почему я так говорю – возьмите только нефте-газо добычу, там задействованы сотни технологических производственных комплексов России, от производства труб, кабеля, специального автотранспорта до кибернетически электронных приборов. Как сказано выше Россия по запасам ресурсов занимает одно из первых мест в мире, поэтому неслучайно особое внимание высшего руководства России, МИД к проблемам ТЭК. Энергетическая дипломатия становится перспективным направлением международного сотрудничества России. Ставится задача расширения ТЭК, укрепления энергетической безопасности России, ее роли как великой энергетической державы. Основными задачами энергетической дипломатии являются:

- дипломатическая поддержка интересов отечественных ТЭК за рубежом;

- активный энергетический диалог со странами-участницами СНГ, ЕврАзЭС, ЕС, США, странами Северо-Восточной Азии и другими государствами, а также международными организациями. Эффективность дипломатии, как известно, зависит от отлаженности механизмов реализации политических решений. Вопросы энергетической дипломатии требуют тщательной проработки на основе тесного межведомственного взаимодействия. Такой механизм с участием представителей органов исполнительной и законодательной власти, а также нефтяных компаний мягко говоря пока плохо работает. Несмотря на то, что Россия по запасам занимает лидирующее место в мире, целиком базируется на российских технологиях производства, тем не менее в России наблюдается отставание в применении на практике передовых энергетических технологий, хотя потенциал имеется – это конверсия предприятий и НИИ ВПК, но ситуация усугубляется тем, что инвестиций в ТЭК России не хватает. Как указывают эксперты Мирового энергетического совета, дефицит средств, которые могут быть задействованы для развития нефтегазового и электроэнергетического секторов в глобальном масштабах до 2030 г., достигает 1 трлн. долл. Ученые дают прогноз до 2030 года рост мирового населения будет 8 млрд. человек, а так же наблюдается рост ВВП, и по их предположениям энергетический спрос будет расти на 1,6% каждый год и достигнет почти 325 млн. баррелей нефтяного эквивалента в сутки, что на 60% превышает показатель за 2000 год. При этом наиболее высокий темп роста спроса на энергоносители будет отмечаться в странах, не входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития и на них придется приблизительно 80% мирового роста. Согласно подсчетам ученых специалистов экономика потребления энергии за счет снижения энергоёмкости к 2030 г. составит 7000 млн. тонн нефтяного эквивалента в год (МТНЭ/г.) по сравнению с уровнем 2005 г.

Другими словами, если бы человечество продолжало сохранять своё энергопотребление на уровне 2005 г., общемировой спрос на энергоносители к 2030 г. мог бы быть на 40% выше по сравнению с текущим прогнозом, то есть увеличится в два раза. Очевидно, что продолжение разработки и внедрения эффективных методов и технологий производства и потребления энергии является чрезвычайно важным и специалистам и учёным есть над чем работать. Анализируя развития нанотехнологий и биотоплив, ученые и я глубоко убеждены, что мировая энергетика – та отрасль, от которой напрямую зависит экономическое благополучие всех государств и, в конечном счете, их выживаемость. Если посмотреть то до 2030 года растущие мировые потребности в энергии будут по-прежнему удовлетворяться главным образом за счет нефти, газа и угля. Многие в энергетическом секторе будут зависеть от достижений в создании новых технологий. По преобладающему мнению, специалистов и ученых, на обозримую перспективу нефть, газ, а также уголь, не удастся заменить более эффективными альтернативными энергоносителями. Вместе с тем есть и оптимисты, которые верят в прорыв человечества в использовании новых источников энергии – термоядерного синтеза, воды, водорода, развития нанотехнологий и биотоплив. Тем не менее, учёные анализируя рост спроса на энергию пришли к выводу, что использование других источников энергии, включая атомную энергию и возобновляемые виды топлива, такие как биомасса, гидро- и геотермальная энергия, энергия ветра и солнца, будет увеличиваться в среднем на 1,5% в год. Использование энергии ветра и солнца — наиболее быстро развивающихся неископаемых источников энергии – будет предположительно увеличиваться в среднем на 10,5% в год, если

не произойдёт какой-то научной революции, то обеспечение данными технологиями до 2030 года составит лишь 1% общемирового потребления энергии. По мере роста уровня доходов растущему населению земного шара будет требоваться все больше жидкого топлива. Ожидается, что общемировое потребление жидкого топлива, составляющее на сегодняшний день примерно 4000 МТНЭ/г. возрастет к 2030 г. примерно до 5400 МТНЭ/г.

К 2030 г. мировая потребность в энергии возрастет примерно на 60% по сравнению с 2000 г.

В рассматриваемый период также увеличится доля со стороны битумных песков: примерно с 100 МТНЭ/г. почти до 325 МТНЭ/г. Также будут стабильно расти поставки ШФЛУ как результат растущей добычи газа. В категорию «Другие» входит увеличение эффективности нефтепереработки, жидкое топливо из природного газа (GTL) и угля (CTL), а также производство нефти из битумных сланцев. Несмотря на прорыв, в период до 2030 г. доля всех данных категорий будет оставаться сравнительно небольшой, составит 2% от общего объема поставок жидкого топлива. Многие ученые считают, что удовлетворение растущих мировых потребностей в энергии будет, как и раньше, зависеть от технологического прогресса. Технологии не только расширяют возможности добычи, но и увеличивают спектр ресурсов, доступных для удовлетворения спроса, где над данными вопросами успешно работают ученые и специалисты. В заключении хотелось бы сказать, все нефтедобывающие страны, которые являются крупнейшими энергетическими державами остаются ведущими игроками на мировом рынке углеводородов, и далее будут

играть роль и участвовать в развитии электроэнергетики. Суммируя прогноз развития энергетики, основные выводы заключаются в следующем: К 2030 г. мировая потребность в энергии возрастет примерно на 60% по сравнению с 2000 г. В то время как это произойдет главным образом в странах, не являющихся членами ОЭСР, достижения в области энергоэффективности сохраняют большое значение в общемировом масштабе.

Глобальная структура энергоносителей будет схожей с существующей структурой и через 25 лет. Нефть, газ и уголь сохранят свое доминирующее значение. Ресурсы для удовлетворения растущего спроса во всем мире имеются в достаточном количестве, однако для обеспечения доступа к надежным источникам энергии потребуются крупные и своевременные капиталовложения. Наконец, решающую роль в успешном решении всех вопросов энергетики, будь то удовлетворение растущего спроса, увеличение объемов поставок или улучшение состояния окружающей среды, будут играть инновационные технологии. В условиях экономического кризиса топливно-энергетический комплекс оставался одним из наиболее стабильно работающих секторов мировой экономики, который давал возможность развивать остальные отрасли мирового народного хозяйства, а так же возможность технического перевооружения производства, кроме того результаты деятельности топливно-энергетического комплекса крайне важны для формирования платежного мирового баланса и организации международного дипломатического экономического сотрудничества. ●





НЕСТАНДАРТНЫЕ СТАНДАРТЫ

ПОЧЕМУ УЧЕТ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ И НА ЗАПАДЕ ДАЕТ РАЗНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ?

В условиях рыночной экономики, инвестирования зарубежного капитала в российскую нефтегазовую промышленность и активного выхода российских компаний на западные фондовые рынки особую актуальность приобретает вопрос сопоставимости результатов оценки ресурсного потенциала месторождений и перспективных площадей по российским и западным стандартам. Стандарты оказываются различными и результаты – тоже. Почему это происходит и к чему может привести?



Дмитрий Заборин,
вице-президент
ООО ФДП Инжиниринг,
к.т.н.

По данным Минэнерго, на 1 января 2010 оценка запасов нефти в России по отечественной методологии более чем в два раза превышала оценку, полученную по международной классификации:

- российская классификация (АБС1 + С2) **22,00 млрд. тонн**
- международный аудит **10,16 млрд. тонн**

При этом превышение отечественных оценок над международными по некоторым ВИНК еще больше. Например, по Роснефть и Русснефть – почти в 3 раза, ТНК-ВР – в 3,5 раза. Отечественные специалисты привыкли к тому, что после открытия месторождения на государственный баланс ставятся как геологические, так и, обязательно, извлекаемые запасы углеводородов (УВ). Последние рассчитываются в соответствии с определенным на основании технико-экономических расчетов или принимаемым экспертно коэффициентом извлечения и сохраняются неизменными до того момента, когда производится пересчет запасов, а он выполняется лишь при определенных условиях и даже может не проводиться вовсе, если первоначальная оценка подтверждается данными разработки. Такая процедура, унаследованная со времен Советского Союза, в Российской Федерации утверждена действующей отраслевой нормативной документацией. Однако при этом не учитывается ряд важных вопросов, без

положительного ответа на которые экономически эффективная разработка месторождений невозможна, а, значит, и отсутствуют извлекаемые запасы. Нам трудно себе представить, что какое-то открытое месторождение может иметь определенный объем УВ в пласте, но не иметь извлекаемых запасов. Однако в международной практике оценки запасов такая ситуация вполне возможна. Согласно международному стандарту, главным показателем ценности нефтегазового объекта собственности является величина извлекаемых запасов УВ, которая характеризует перспективу экономически эффективной разработки, то есть добычи УВ и их реализации на рынке с приемлемой прибылью. Именно критерий экономической эффективности лежит в основе определения извлекаемых запасов, сформулированного в 1987 году Обществом инженеров-нефтяников США (SPE) и принятого в опубликованной в 2007 году системе SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System). Попробуем разобраться, что такое запасы, как они определяются и в чем может заключаться причина этих отличий.

Экскурс в историю подходов к оценке ресурсов УВ

В международной практике известны различные классификации запасов и ресурсов УВ, такие как, например, используемая Комиссией по биржам и ценным бумагам США (SEC-1978), Рамочная классификация ООН (UNFC-2004), английская (SORP-2001), канадская (NI 51-101), китайская (PRO), норвежская (NPD-2001) и другие. Однако наиболее широко употребляемой, особенно в целях независимой сертификации запасов, является система SPE-PRMS. Окончательная редакция этого документа, подготовленная четырьмя организациями: SPE – Обществом инженеров-нефтяников, AAPG – Американской ассоциацией геологов-нефтяников, WPC – Всемирным нефтяным советом и SPEE – Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа, была опубликована в марте 2007 года. Классификация SPE-PRMS явилась результатом

многолетней работы специалистов многих организаций и компаний, в основном, американских, при сотрудничестве и широком обсуждении с нефтегазовыми фирмами, интересам которых, в том числе, и призвана служить эта система. Несколько позднее было опубликовано также и руководство по применению этой системы. Оба документа имеются в открытом доступе на сайте SPE. Стоит упомянуть, что первые документы по данной тематике были подготовлены в начале 20-го века: первая классификация была предложена в 1907 году Лондонским институтом горного дела и металлургии, затем она дорабатывалась и уточнялась в 1911 году на XI Международном геологическом конгрессе. После этого на западе эта работа была возобновлена Американским Нефтяным Институтом (API, 1937 г.) и постоянно проводилась вплоть до нашего времени. В Советском Союзе примерно в то же время появились отечественные разработки (Геолком СССР, 1928 г., И.М. Губкин, 1932–1937 гг.), последней из которых явилась Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, опубликованная под эгидой ГКЗ СССР в 1983 году. Именно эта классификация остается действующей до настоящего времени в Российской Федерации. В начале 2000-х годов под эгидой ГКЗ Роснедра была проведена работа по подготовке новых регламентирующих документов, рассчитанных на сближение методов оценки запасов УВ с международными стандартами, в первую очередь, с точки зрения экономических подходов к оценке. Эта новая российская классификация запасов была опубликована в 2005 году. Она имела как значительные сходства с системой SPE-PRMS, так и существенные отличия, которые были отмечены в последовавших отечественных и зарубежных публикациях, в том числе и подготовленных специально созданным подкомитетом SPE. Ввод новой российской классификации в действие, первоначально планировавшийся на 2009 год и затем перенесенный на январь 2012 года, был вновь отложен. Причем если в декабре 2011 года было объявлено, что

ее внедрение начнется в 2013 году, то в марте текущего года приказ Минэнерго 2005 года об утверждении новой классификации был признан утратившим силу из-за неподготовленности этой классификации к внедрению, особенно с точки зрения ее экономической составляющей. Одновременно было заявлено, что измененная и уточненная версия классификации будет утверждена Минприроды в четвертом квартале 2012 года (Интерфакс-Нефть, №47 (4545) от 16.03.2012). При этом нельзя не отметить, что не было официально вынесено для широкого рассмотрения и обсуждения никакого обновленного варианта этого важнейшего для отрасли документа. Понятно, что не способствует ускорению процесса подготовки новой российской классификации и произошедшая вслед за выбором нового президента нашей страны смена кабинета министров, в том числе и главы Минприроды.

Принципы классификации SPE-PRMS и отечественные подходы

В системе SPE-PRMS рассматриваются как открытые, так и неоткрытые ресурсы УВ, связанные как с традиционными, так и с нетрадиционными источниками. В данном контексте понимается, что к традиционным ресурсам относятся те объемы УВ, которые имеются в отдельных скоплениях, приуроченных к локализованным структурным или литологическим телам, испытывающим значительное влияние гидродинамических

эффектов, как, например, всплывание нефти над водой; УВ добываются из них с помощью скважин и требуют лишь незначительной подготовки перед продажей. Нетрадиционные ресурсы существуют в скоплениях УВ, присутствующих на больших территориях и, как правило, не испытывающих существенного влияния гидродинамических эффектов (они также называются «отложения региональных УВ-содержащих комплексов» – “continuous-type deposits”); они требуют применения специальных технологий добычи и значительной подготовки перед продажей. Ниже приведен «ресурсный треугольник» из руководства по SPE-PRMS, на котором схематически приведены рассматриваемые в этой классификации виды ресурсов. К нетрадиционным источникам относят такие виды УВ как: сверхтяжелые нефти, битумы, сланцевая нефть, бассейновый газ, метан угольных пластов, сланцевый газ и газогидраты (рис. 1). Различные этапы геолого-технологического изучения и освоения нефтегазовых объектов и его результаты укладываются в довольно простую схему, использованную в системе SPE-PRMS. Горизонтальная шкала отражает уровень изученности или технической определенности, связанной с оценкой извлекаемых объемов УВ; эта определенность возрастает по шкале в направлении справа налево. Вертикальная шкала показывает «зрелость» изучаемого объекта с точки зрения вероятности достижения проектом стадии

рентабельности, эта вероятность возрастает в направлении снизу вверх. Все начальное количество УВ в пласте (НУВП) делится на две крупные группы: открытые и неоткрытые. Выделены следующие классы извлекаемых ресурсов: добыча, извлекаемые запасы и условные ресурсы (они относятся к открытым НУВП), и неоткрытые перспективные ресурсы. Помимо извлекаемых ресурсов, выделен класс неизвлекаемых УВ, как открытых, так и неоткрытых. Очевидно, что в силу специфики, связанной с залеганием скоплений УВ в земных недрах, наивысшая определенность свойственна лишь накопленной добыче, т.е. реально замеренным количеством УВ, относящиеся ко всем остальным классам и категориям – это всего лишь результаты неких оценок, суждений и т.д., которым свойственна неопределенность из-за того, что проверить или замерить то, что есть в недрах, невозможно. Именно с этим естественным обстоятельством связано включение в процесс оценки ресурсов фактора неопределенности. Важно иметь в виду, что в данной классификации УВ изучаются под углом зрения возможности их рентабельного извлечения, то есть, ресурсы УВ рассматриваются как рыночный товар. В частности, Запасами (извлекаемыми) называются «объемы УВ, которые предполагается экономически эффективно добыть из известных залежей при реализации проектов разработки, начиная с заданной даты и при определенных условиях». Практика использования этого определения основана на том,

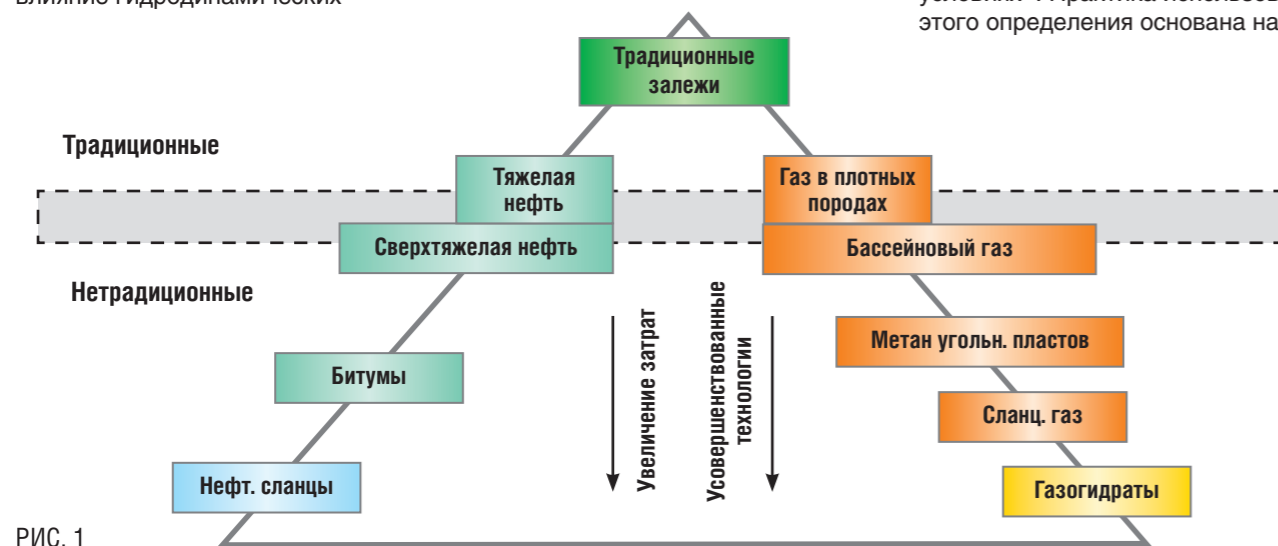


РИС. 1

РИС. 2. Страны с крупнейшими запасами нефти



что извлекаемые запасы должны одновременно удовлетворять ряду важных критериев, а именно, на момент оценки они должны быть: 1) открытыми, 2) технически извлекаемыми, 3) рентабельными 4) связанными с конкретными планами и 5) остаточными на дату оценки. Упоминание в определении извлекаемых запасов о том, что процесс добычи предполагается в будущем, указывает на ещё один важный аспект. Он связан с наличием обоснованных оснований ожидать, что запасы будут извлечены. Иными словами, извлекаемые запасы всегда связаны с конкретными, документированными правами и намерениями недропользователя или компании-оператора относительно разработки месторождения в ближайшей перспективе. И, наконец, нельзя упускать из вида, что деятельность по разработке месторождений регламентируется действующим законодательством и лицензионными обязательствами и ограничениями, которые возложены на недропользователя и непосредственно влияют на его действия. В отечественной практике мы традиционно используем слова «запасы» для обозначения нескольких понятий. Это – «геологические», «балансовые» и «извлекаемые» запасы, которые, в свою очередь, могут подразделяться на начальные, текущие, остаточные. При этом, как ни удивительно, в российской методической литературе четкое определение извлекаемых запасов отсутствует! Поэтому каждый понимает этот термин

согласно своему опыту и интуиции. Чаще всего в нашем понимании извлекаемые запасы – это произведение величины начальных геологических запасов на утвержденное значение КИН или сумма накопленной и прогнозной добычи. Заметим, что в отличие от русского, в английском языке понятия «геологические запасы»

Извлекаемые запасы привязаны не только к конкретному месторождению, но и, в первую очередь, к планам работы на месторождении, то есть, к Проектам

и «извлекаемые запасы» обозначаются различными словами: Petroleum Initially-in-Place и Reserves. Четко сформулированные в классификации SPE-PRMS определения этих терминов помогают избежать двойных толкований и возможных недоразумений, связанных с ними. В отличие от Запасов, Условные Ресурсы, согласно, – это «объемы углеводородов, потенциально извлекаемые из известных (открытых) залежей, рентабельная добыча которых на дату оценки не представляется возможной в силу одного или нескольких ограничений», таких как, например, нерентабельность добычи УВ в существующих экономических условиях, отсутствие лицензии на добычу УВ, проектного документа на разработку, транспортной инфраструктуры для доставки продукции на рынок или планов оператора относительно действий по разработке. Важно, что когда ограничения снимаются, Условные Ресурсы могут полностью или

частично перейти в класс Запасы. И наоборот – Запасы переходят в Условные Ресурсы, если, например, резко падает цена на нефть и ее добыча в рамках конкретного проекта становится нерентабельной или прекращается доступ к системе магистральных трубопроводов. В этой связи стоит упомянуть еще один важный аспект применения SPE-PRMS. Оценку ресурсов можно проводить на любой момент времени и, соответственно, оперативно отслеживать изменения, вызванные изменениями условий, влияющих на количественную оценку и классификацию извлекаемых объемов УВ, таких как упомянутая выше цена на нефть или доступ к транспортной инфраструктуре. В то же время, в отечественной индустрии значение КИН и, соответствующие ему извлекаемые запасы по залежам утверждаются заранее и практически не зависят от изменяющихся условий. К неоткрытым Перспективным Ресурсам отнесены «объемы углеводородов, потенциально извлекаемые, согласно оценке на определенную дату, из неоткрытых

залежей в ходе реализации будущих проектов разработки». Ключевым в системе SPE-PRMS является понятие Проект, которое связывает залежь УВ и процесс принятия бизнес-решений, в том числе относительно выделения бюджета на те или иные действия. Это понятие много шире, чем проектный документ на разработку месторождения или залежи в российской практике. Проект может предусматривать разработку участка, залежи или месторождения, дополнительное бурение, внедрение методов увеличения нефтеотдачи и других технологий, проведение геолого-технологических мероприятий и т.д. На основе Проектов осуществляется управление разработкой месторождений на всех стадиях их подготовленности и освоения. В общем случае, Проект отражает уровень зрелости объекта с точки зрения принятия решения о реализации намечаемых действий (вложении средств) или отказе от них. Неотъемлемой



частью Проекта является количественная оценка ресурсов, извлекаемых за счет его внедрения и, наоборот, извлекаемыми их делает реализация проектов по поискам, разведке и разработке. Без конкретного проекта нет извлекаемых запасов. Таким образом, извлекаемые запасы привязаны не только к конкретному месторождению, но и, в первую очередь, к планам работы на месторождении, то есть, к Проектам. И, наконец, рентабельность или нерентабельность Проекта – вот что отличает извлекаемые Запасы от Условных Ресурсов.

Еще одно ключевое понятие в системе SPE-PRMS – Обоснованная уверенность. Оно лежит в основе классификации как геологических, так и извлекаемых объемов УВ. Поскольку изучаемые месторождения нельзя непосредственно обмерить, а ожидаемые количества извлекаемых из них УВ нельзя рассчитать со 100 %-ной точностью, на первый план выходит именно обоснованность выполняемых оценок. Уверенность в оценках основывается на имеющихся сведениях о геологическом строении рассматриваемой залежи и содержащихся в ней УВ, режиме эксплуатации, внедренных и планируемых технологических решениях по ее разработке, эффективности планируемых мероприятий и сопутствующих экономических показателях. Чем более обоснованными

являются заложенные в рассматриваемый проект решения и их результативность – тем выше уверенность и, соответственно, категоричность оцениваемых извлекаемых ресурсов. Неопределенность при оценке ресурсов лучше всего выражается через диапазон возможных результатов. Так, в системе SPE-PRMS, различают Наименьшую,

Чем более обоснованными являются заложенные в проект решения, тем выше уверенность и категоричность оцениваемых извлекаемых ресурсов

Наилучшую и Наибольшую оценки. Термин «наилучшая оценка» в данном контексте является выражением той оценки, которая представляется наиболее близкой к тому количеству, которое будет фактически добыто из данной залежи за время между датами выполнения оценки и завершения эксплуатации. Наименьшая оценка меньше по величине, но представляется наиболее уверенно обоснованной, а Наибольшая, хотя и указывает на возможный в будущем результат, но его достижение представляется маловероятным. Используя вероятностную терминологию, указанные выше термины должны соответствовать уровням вероятности как показано ниже:

- должна быть не менее чем 90% вероятность того, что фактически добытые объемы окажутся равными или превысят

- Наименьшую оценку,
 - должна быть не менее чем 50% вероятность того, что фактически добытые объемы окажутся равными или превысят Наилучшую оценку,
 - должна быть не менее чем 10% вероятность того, что фактически добытые объемы окажутся равными или превысят Наибольшую оценку.
- Наименьшая и Наибольшая оценки дают представление о возможном диапазоне результатов, свойственном выполняемой оценке, а Наилучшая оценка соответствует центральному значению этого распределения. В случае, когда требуется получить единственный представительный результат относительно извлекаемых объемов УВ, используется Наилучшая оценка, поскольку считается, что именно она наиболее реалистично отражает искомую величину.

Таким образом, одно из коренных отличий международного (западного) подхода к оценке извлекаемых запасов УВ (например, согласно классификации SPE-PRMS) и подхода, практикуемого в России, состоит в том, что в первом случае оценка запасов исходит из перспектив экономически

целесообразной добычи при реализации конкретных планов компании-оператора и поэтому является величиной переменной, зависящей от целого ряда влияющих на нее правовых, экономических и технологических факторов, а во втором – извлекаемые запасы являются фиксированной, официально утверждаемой величиной, рассчитываемой заранее и со значительной долей условности и как бы представляющей собой одну из неотъемлемых характеристик любого открытого месторождения. На наш взгляд, первый подход более корректно отражает реальную ситуацию и перспективы разработки месторождений на момент выполнения оценки запасов, а, значит, дает более объективную и надежную основу для принятия верных бизнес-решений. ●

ПУТИН СРЕЗАЕТ ПОСТАВКИ ГАЗА ТАКЖЕ И РОССИЙСКИМ МЭРАМ ИЗ ДРУГИХ ПАРТИЙ

il legno storto

Маттео Каццулани

23 июля 2012 г прекратилось снабжение Ярославля газом, электричеством и горячей водой. Тщетно взывал мэр Е.Урлашов к президенту В. Путину с просьбой о срочном вмешательстве. В Ярославле впервые применяется энергетическое оружие внутри страны. Урлашову единственному удалось победить на выборах в центре страны, он потеснил кандидата от партии власти «Единая Россия», к которой принадлежит президент Путин, премьер-министр Д.Медведев и все министры, и мэры других городов центральной России.



Несмотря на формальное признание избрания Урлашова, «Единая Россия» взяла верх.

ПОСЛЕДНИЙ РУБЕЖ ПУТИНА



Луис Е. Гиусто

Доходы от продажи углеводородов составляют 2/3 экспортных поступлений России, половину ее федерального бюджета и 20% ВВП. Кроме того, в проект ее бюджета заложена высокая цена на нефть – 120 долл за баррель. Ввиду этой ситуации Путину будет сложно удержать в стабильном



состоянии свою политическую систему, а также направить на государственные расходы 320 млрд. долл, обещанных в ходе предвыборной кампании.

В настоящее время у России доказанные запасы нефти составляют 55 млн барр. С учетом ежедневной добычи в 10,5 млн барр., этого объема хватит на 14 лет. Единственный способ для России удержать добычу нефти на уровне 10,5 млн барр. в день заключается в разработке месторождений в Арктике,

запасы которых оцениваются в 100 млрд барр. Но это потребует значительного участия иностранных компаний и инвесторов. Роснефти срочно нужны серьезные инвесторы.

ГАЗПРОМ ЗАВОЕВЫВАЕТ ВЕЛИКОБРИТАНИЮ



Ивона Трусевич (Iwona Trusewicz)

Газпром планирует проложить в Великобританию специальную ветку газопровода «Северный поток». Благодаря ей, доля россиян на британском рынке может вырасти до 20%.

Чтобы отвлечь внимание британцев от такого рода цифр, россияне решили поиграть в футбольных спонсоров. Договор «Газпрома» с клубом Р.Абрамовича рассчитан на три года. Бесплатным газом и светом для стадионов и раздевалок Газпром завоюет себе имидж доброго дядюшки и друга всех британцев. А они даже и не заметят, как их рынок попадет в зависимость от российского сырья, что произошло в Польше. А поскольку этот рынок – гораздо крупнее, то и его зависимость окажется сильнее. ●



ЧТО МЕШАЕТ ВНЕДРИТЬ ИННОВАЦИИ В НЕФТЯНКЕ?

Традиционные ресурсы нефти и газа в мире остаются наиболее привлекательными. Особенно ценным и уникальным сырьем является нефть. Ее уникальность обуславливается широчайшим диапазоном использования, а особая ценность меньшими ее ресурсами по сравнению с газом, ядерными ресурсами и ВИЭ. От благ, которые дает нефть, человек никогда не откажется. Каково сегодня состояние ресурсной базы России, каковы прогнозы запасов и добычи углеводородов и какой должна быть политика государства в отношении инновационного развития нефтяной отрасли?



Ренат Муслимов,
консультант Президента
Республики Татарстан
по вопросам разработки
нефтяных и нефтегазовых
месторождений,
действительный член АН РТ,
профессор К(П)ФУ

ОБ АВТОРЕ

Муслимов Ренат Халиуллович
Академик АН РТ (2007), доктор
геолого-минералогических
наук, профессор.
Заслуженный геолог РФ и
РТ. Лауреат Государственных
премий СССР и РТ.
Профессор кафедры геологии
нефти и газа КГУ.
Окончил геологический
факультет КГУ в 1957
г. Работал в конторе
бурения б. объединения
«Куйбышевнефть», затем в
НГДУ «Ленингорскнефть»
в РТ. В феврале 1966 г.
переведен на работу главным
геологом – заместителем
генерального директора
объединения «Татнефть»,
где проработал до октября
1997 г. В 1994–1997 гг.
работал по совместительству
профессором кафедры
геологии нефти и газа КГУ.
Специальность: геология и
разведка нефтяных и газовых
месторождений. В 1974 г. в
Уфе защитил кандидатскую, в
1993 г. во ВНИГРИ (г. Санкт-
Петербург) – докторскую
диссертации. Автор более
700 научных трудов, 200
изобретений, 32 монографий,
обладатель 25 патентов на
изобретения.

Ситуация и прогнозы

Современные данные показывают, что углеводородные соединения находятся на нашей планете повсеместно. Их скопления в разных формах и объемах имеются практически во всех сферах земной коры, но распространены они неравномерно как по разрезу, так и по площади. Человеческая цивилизация всегда будет пользоваться углеводородами, которые на нашей планете никогда не иссякнут. Объемы запасов традиционных месторождений

КИН в РФ имеет тенденцию к снижению). Достигнутое (140% воспроизводство запасов за 2006–2010 гг.) и доложенное на самом высоком уровне благополучие с воспроизводством запасов является мифом и поэтому не может служить обнадеживающим фактором дальнейших успехов в этой сфере (табл 1). Во-первых, странно, что при существенном невыполнении физических объемов геологоразведочных работ удалось столь существенно увеличить

Наиболее реальным представляется рост добычи нефти в 1,2 раза, т.е. до **4,7 млрд. т** в г. в 2030 г.

нефти и природного газа соизмеримы (правда, газовых ресурсов больше, чем нефтяных). Но при этом ресурсов газа из нетрадиционных источников (сланцы угольных бассейнов, водорастворенные газы, метаногидраты) неизмеримо (на 4–5 порядков) больше ресурсов нефти. Эти ресурсы практически неограниченны. Следует отметить, что нефть и газ согласно нашим новейшим исследованиям также являются практически возобновляемыми за счет подпитки УВ из глубин Земли (верхней мантии). Прогнозы добычи нефти разными авторами и организациями весьма различны. Наиболее реальным представляется рост добычи нефти в 1,2 раза, т.е. до 4,7 млрд. т в г. в 2030 г. Состояние нефтяной промышленности интегрально определяет положение с воспроизводством минерально-сырьевой базы (в РФ здесь не все благополучно, так как треть всего прироста проблематична) и уровнем проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) (и здесь положение неважное, реальный

приросты запасов нефти. Сразу возникает ответ: ответственные за это направление работники за годы рыночных реформ научились хорошо «химичить» (что совершенно было невозможно в советские времена). Об этом достаточно убедительно написали двое ученых – доктор геологических наук и доктор экономических наук. Они приоткрывают завесу манипуляций этим приростом и пишут: «Если откинуть виртуальные запасы, то уровень прироста по отношению к добыче составляет всего 42,2% (за 2000–2009 гг.)». И далее они заявляют: «По нашим оценкам, более половины приращенных запасов нефти находится на месторождениях, которые инфраструктурно не доступны и к которым, по крайней мере, до 2030 года не планируется строительство магистральных нефтепроводов. Также нельзя не учитывать, что большинство открытых за последние 10–15 лет месторождений относятся к малым и мизерным по извлекаемым запасам, то есть являются заведомо нерентабельными в прогнозируемом периоде... Если

ТАБЛИЦА 1

Показатели		1986–1990	1991–1995	1996–2000	2001–2005	2006–2010
Прирост запасов нефти	млн.т	6890	2344	1245	1253	3434
Добыча нефти	млн.т	2760	1840	1538	2077	2460
Воспроизводство минерально-сырьевой базы	%	249	127	80	60	139,6
Объем глубокого бурения	тыс.м	27495	13320	7075	4520	2810

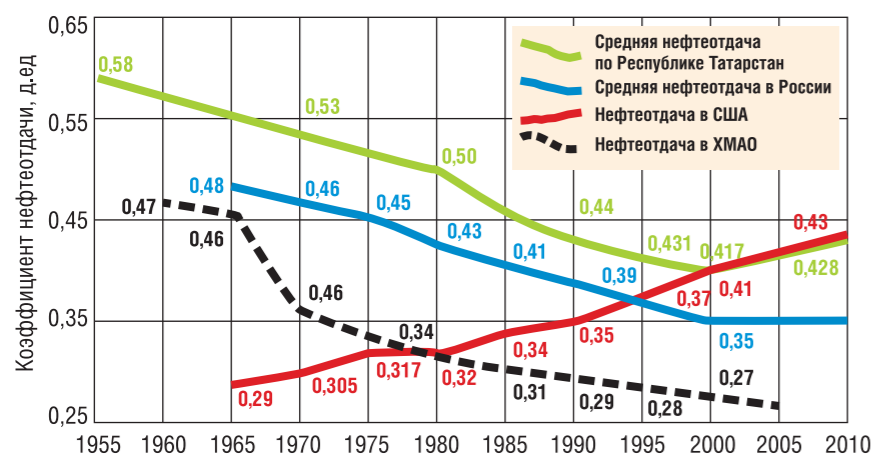
ТАБЛИЦА 2

	РФ			РТ		
	Общий прирост	За счет КИН	%	Общий прирост	За счет КИН	%
2005	424	300	70,7	9,9	6,6	66
2006	580	250	43	42,1	14,8	35
2007	560	200	35,7	29,7	3,1	10
2008	500	110	22	24,8	16,1	65
2009	620	80,4	12,5	43,7	16,8	38
2010	750	390	52	58,9	22,5	38
ИТОГО	3434	1330,4	38,7	209,1	79,9	38

учесть и это, то восполнение добычи промышленными запасами в период 2002–2009 гг. фактически составляет не более 20%.» Конечно, эта цифра, по нашему мнению, занижена и фактическое воспроизводство выше, но все равно не более 60–80%. Во-вторых, значительная доля прироста запасов (38,7%) получена за счет повышения КИН по действующим месторождениям за счет принятия ЦКР новых документов (очевидно, где-то он завышен, а даже если не завышен, то его нельзя принимать в качестве резерва увеличения добычи, так как эти запасы уже учтены в сегодняшней базовой добыче) (табл. 2).

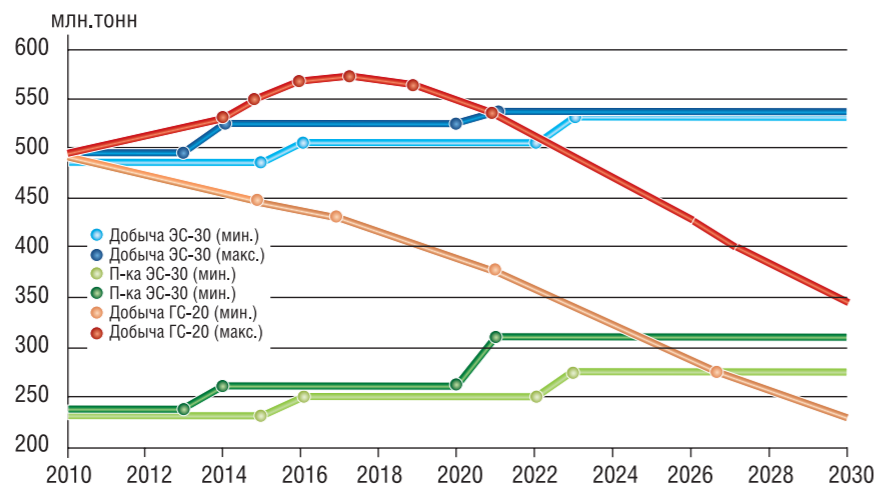
В-третьих, ослабление требований ГКЗ к обоснованности прироста запасов способствует принятию на баланс успокаивающих цифр. Так, по Гарейскому месторождению РТ по одной пробуренной скважине взят прирост 1,5 млн. т, а в соответствии с прежними требованиями было бы взято не более 150 тыс. т. Конечно, потом эти приросты придется списывать.

РИС. 2. Динамика проектной нефтеотдачи в РФ, РТ и США



За последние 65 лет КИН в РФ неизменно падал, только в последние годы наметилась его стабилизация, которая объясняется установкой ЦКР на его увеличение. Примерно такое же положение (но несколько лучше в РТ). А вот в США КИН постоянно растет. Большинство специалистов в РФ это объясняют постоянным ухудшением горно-геологических условий. Ну а что, в США они не ухудшаются по мере роста разведанности недр (рис. 2).

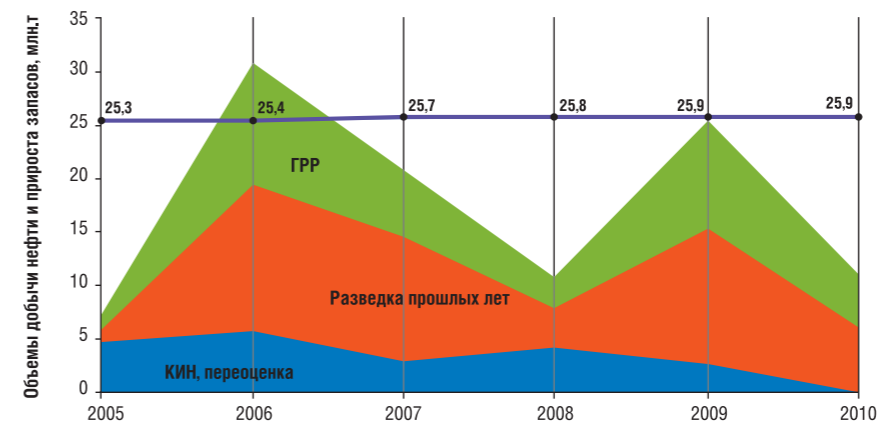
РИС. 1. Прогноз производства нефти в РФ



Поэтому не случайно разработчики Генсхемы развития нефтяной отрасли РФ до 2030 г сделали «убойный» вывод: для выполнения только что принятой Правительством РФ ЭС-2030 запасов не хватает и возможные уровни добычи нефти при сохранении нынешних условий могут быть на сотню и более млн т меньше (рис. 1).

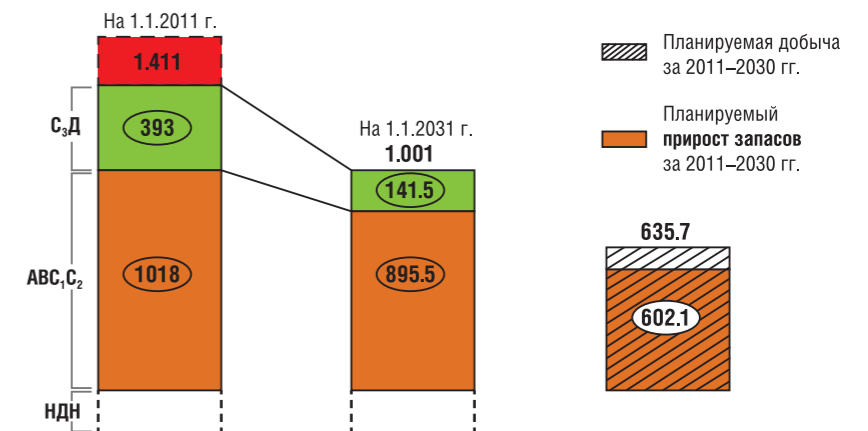
В Республике Татарстан с динамикой восполнения добычи запасами дело обстоит лучше. Но и здесь не все благополучно если учесть, что значительная часть прироста запасов в ОАО «Татнефть» получена за счет резерва созданного в советские времена, в том числе и из сверхвязких нефтей и природных битумов (рис 3). Главной причиной тенденции снижения реального КИН в РФ и РТ является методология его утверждения. В США КИН принимается в полном соответствии с проектами разработки и заложенными в них технологическими решениями. Улучшаются со временем технологии – растет КИН. В 70-х годах прошлого века американские специалисты считали предельно возможным достижение КИН – 0,5 (к чему они сегодня уверенно идут), а теоретически мыслимым – 0,6 (возможно, это случится уже в середине текущего столетия). А в СССР КИН был идеологизирован. Считалось, чем выше КИН мы примем, тем лучше. При подготовке

РИС. 3. Прирост запасов нефти по ОАО «Татнефть»



одного из съездов КПСС даже предлагалось в его решениях директивно записать достижение КИН в нефтяной отрасли 0,6. Нефтяникам с большим трудом удалось исключить этот пункт из проекта решения съезда. Детальный анализ состояния запасов и ресурсов Республики Татарстан по нашей методологии, учитывающей не только количественную, но и качественную их составляющую, а также многовариантные расчеты добычи нефти на основе апробированных реальных методов и технологий разработки и добычи нефти, показал возможность и технико-экономическую эффективность практического сохранения высокой нефтедобычи в РТ на уровне 30 млн. т в год при сохранении достигнутых объемов эксплуатационного бурения на

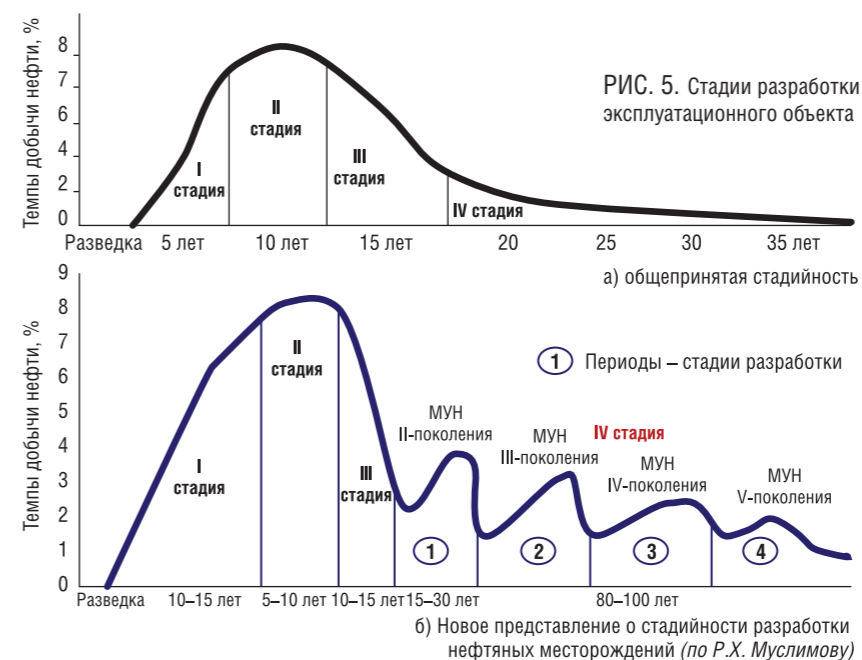
РИС. 4. Изменение запасов и ресурсов по РТ за 2011–2030 гг.



уровне 700 тыс. метров в год. При этом добыча нефти ведется при 95% воспроизводстве запасов по РТ в целом при сравнительно небольших объемах разведочного бурения 50–95 тыс. м.

Инновационная геология

По всем канонам в условиях РТ, когда непрерывно растет доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН) и происходит истощение запасов действующих месторождений, нужно ВМСБ на уровне 120–125% к добыче нефти. Но для этого при обычном подходе нет возможностей. Более того к концу планируемого периода мы остаемся с малым объемом неоткрытых запасов (даже с учетом ранее не показанных и реально возможных запасов СВН и ПБ) (рис. 5).



Для решения проблемы обеспечения запасами нефти на длительную перспективу нужно кардинально изменить подход к решению геологических задач на современном этапе. Как на старых длительно разрабатываемых, так и на новых, мелких и средних месторождениях. Прежде всего, в планируемом периоде следует сосредоточиться на вопросах кардинальной и глубокой переоценки запасов действующих месторождений. В первую очередь, это касается крупнейших месторождений РТ: Ромашкинского и Ново-Елховского. В РФ сегодня имеются новые методы интерпретации, позволяющие по-новому интерпретировать пласты, детализируя их геологическое строение. Проведенные в РТ исследования показали, что возможный прирост извлекаемых запасов (к фактическому состоянию) по супергигантскому Ромашкинскому месторождению составит около 800 млн. т, из которых 20% за счет уточнения геологического

строения и 80% за счет увеличения КИН сверх утвержденных (т.е. при инновационном подходе к геологическим исследованиям и применению МУН). Таким образом, мы получаем изумительные результаты при ничтожной затрате средств.

Как работать на нефтяном месторождении на поздней стадии разработки

Уточнение геологии месторождения – необходимо, но только его одного недостаточно для воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ) и обеспечения нужной добычи. Нужно суметь рационально его разработать. Общепринято весь период разработки нефтяного эксплуатационного объекта подразделять на четыре стадии. По нашим исследованиям, применение новых технологий позволяет существенно повысить нефтеотдачу пластов по старым месторождениям (сверх ранее принятых в проектных документах) и существенно удлинить сроки разработки месторождений в IV стадии разработки. И продолжительность этой стадии может составлять до 80% всего периода разработки нефтяного месторождения (в зависимости от его геолого-физической характеристики). Таким образом, основной период эксплуатационной жизни месторождения – это добыча высокообводненной нефти, за который извлекается (с учетом увеличения нефтеотдачи) 30–40% всех запасов нефти. Этот период эксплуатации месторождения, соответствующий общепринятой IV стадии, можно было бы назвать основным периодом разработки месторождения и к нему применить понятие поздней стадии разработки. А третью стадию разработки более правильно было бы назвать стадией интенсивного падения добычи нефти. В таком понимании основной период разработки оказывается самым длительным и наименее изученным. В поздней стадии (по нашей терминологии) или четвертой стадии (по общепринятой) необходимо для выработки части запасов (находящихся на ранних стадиях) использовать все наработанные методы извлечения слабо охваченных заводнением запасов, предусмотреть применение

методов снижения темпов падения добычи и уменьшения добычи попутной воды (характерные для третьей стадии), а для участков, находящихся в поздней стадии применить новые методы выработки запасов. Для этой категории запасов предусмотреть массированное применение МУН второго и третьего поколений, предназначенных для стадии высокого обводнения (97–99 и более процентов), форсированный отбор жидкости (ФОЖ) при новых специальных режимах эксплуатации скважин, нестационарное в импульсно режиме заводнения с большими паузами в эксплуатации скважин с повторным повторением всех этапов разработки. Дальнейшим резервом увеличения извлекаемых запасов на действующих месторождениях являются остаточные запасы нефти (ОЗН) промытых в процессе эксплуатации пластов и участков. На рис. 6 приведен прогноз с применением МУН и возобновлением запасов за счет «подпитки» углеводородами из глубин Земли.

Инновации как основной мотив развития малой нефтянки в РФ

Особенность ресурсной базы отрасли такова, что качество (структура) запасов непрерывно ухудшается как за счет опережающей выработки АЗН (темпы разработки последних в 5-10 раз выше, чем ТЗН), так и за счет выявления залежей с все более

сложным геологическим строением. Впервые разделение запасов по интегральному их признаку – структуре на две большие группы – АЗН и ТЗН – в 1968 г. обосновали геологи РТ. Это понадобилось для доказательства в Совете Министров и Госплана СССР необходимого объема капиталовложений для достижения поставленной задачи – выхода на 100-миллионный уровень добычи нефти с дальнейшим его поддержанием. Тогда это в достаточной мере помогло в отстаивании наших позиций. Но со временем понятие ТЗН расширилось за счет выявления новых категорий ТЗН, находящихся в еще более сложных геологических условиях. В начале появилось новое понятие – техногенно измененные в процессе длительной разработки залежи с ухудшенными свойствами коллекторов и насыщающих флюидов. Далее были открыты и возникла проблема разработки залежей ПВН, ВВН и СВН. Затем были выявлены залежи нефти в так называемых нетрадиционных коллекторах со специфическими особенностями фильтрации флюидов. Далее обозначены плотные коллектора, ранее относимые к некондиционным, балансовые запасы нефти в которых обычно не подсчитывались. Но как было показано позднее – они могут быть коллекторами нефти. Наконец в последнее время были выявлены так называемые проблемные залежи, которые обладали основными признаками ТЗН и, кроме того, были очень мелкими, что ограничивало

РИС. 6. Прогноз с применением МУН и возобновлением запасов за счет «подпитки» углеводородами из глубин Земли

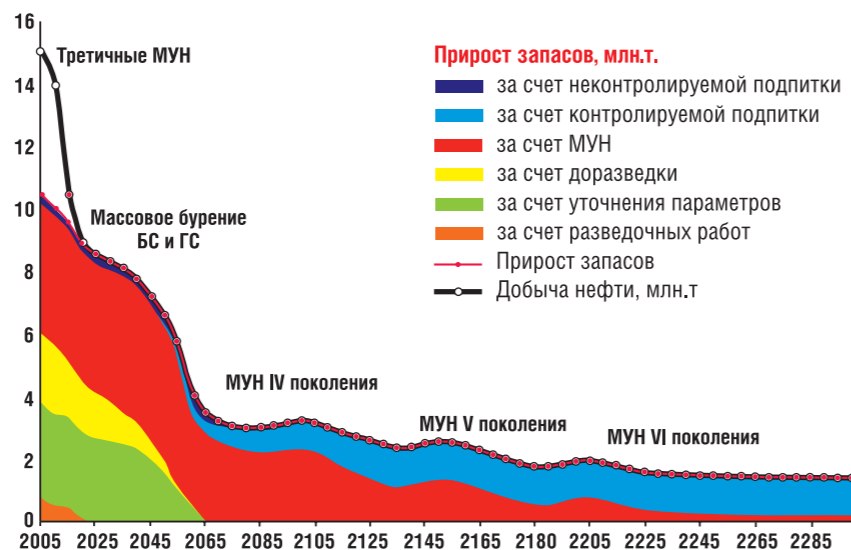
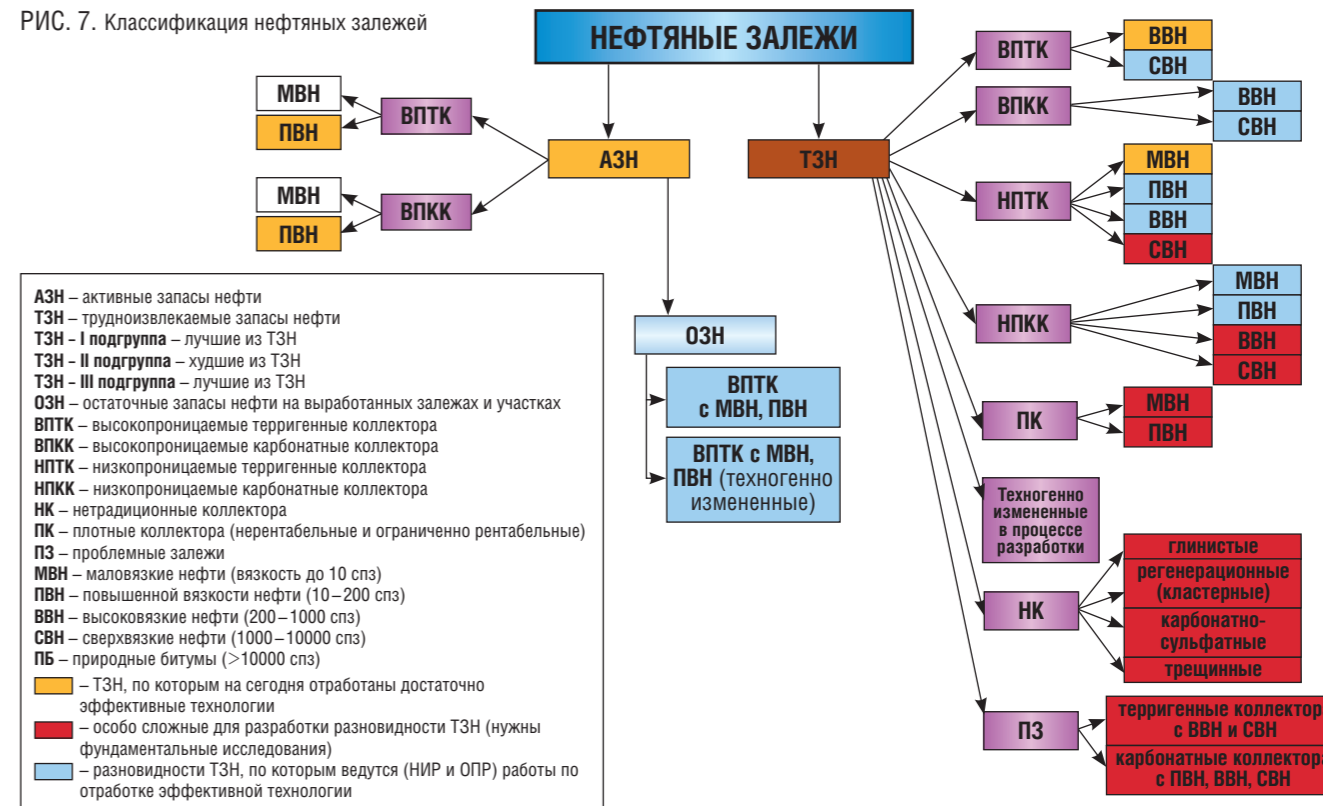


РИС. 7. Классификация нефтяных залежей



возможности их разработки с применением современных средств воздействия. В результате анализа возможностей выработки ТЗН мы выделили следующие группы: ТЗН в более благоприятных геологических условиях (I подгруппа ТЗН), ТЗН в менее благоприятных геологических условиях (II подгруппа), и проблемные ТЗН (III подгруппа). К первым можно отнести залежи ВВН и СВН в высокопродуктивных коллекторах и залежи МВН в низкопроницаемых коллекторах. Ко вторым – залежи ВВН и СВН в низкопроницаемых пластах, залежи в плотных коллекторах и техногенно измененные в процессе разработки. К третьим – залежи проблемные и в нетрадиционных коллекторах (рис. 7).

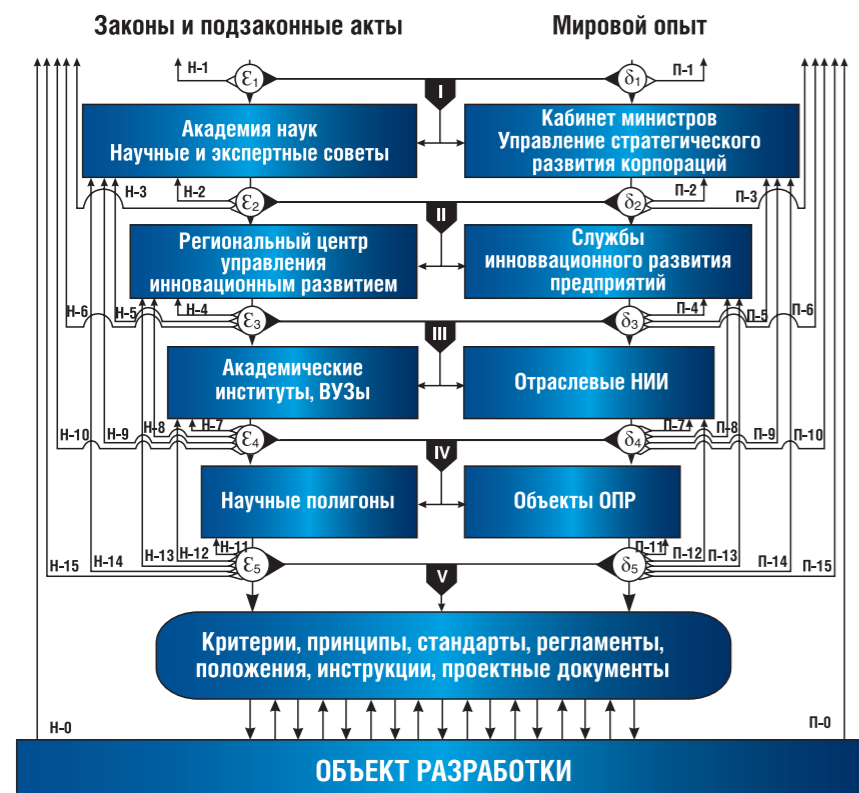
Инновационное проектирование – основа рациональной разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти в XXI в.

Прежде всего, нужно определиться с понятием инновации. Новый законопроект, который обсуждали участники заседания консультативной группы

президентской комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики, заполнил этот терминологический пробел и систематизировал все меры господдержки инноваторов. «К инновационной продукции относятся товары, в которых использованы результаты научной и (или) научно-технической деятельности, или товары, работы и услуги, которые произведены или оказаны способом, представляющим собой результат научной и (или) научно-технической деятельности, при условии, что с момента первоначального выпуска таких товаров, производства работ и (или) оказания услуг не истекло трех лет», – говорится в документе. Это очень общее понятие. Очевидно, его нужно корректировать применительно для нефтяной отрасли в направлении инноваций – как новых технологий, позволяющих существенно повышать текущие технико-экономические показатели и конечную нефтеотдачу сверх реально достижимых уровней, определяемых лучше анализом разработки. Таким образом, общее понятие об инновациях для нашей отрасли не годится. Также для отрасли практически ничего не может дать Сколково, либо технологии

нефтеизвлечения, которые можно купить на Западе. Почему? А потому что нет одинаковых месторождений. Каждое месторождение по геолого-физической характеристике индивидуально. Поэтому любое приобретенное оборудование, технику и технологии необходимо адаптировать к конкретным геологическим условиям каждого месторождения. Это основная и громадная работа. Очевидно, в этом заключается низкая эффективность предлагаемых различными сервисными компаниями МУН. Ведь они создавались и опробовались для других условий. Главным направлением работы по увеличению КИН является проектирование разработки. К сожалению, здесь в отрасли не всё в порядке и более того положение перманентно ухудшается. Это объясняется произошедшим в 2010 г. коренным изменением в РФ службы разработки нефтяных месторождений. Во главе разработки 45 лет стояла Центральная комиссия по разработке нефтяных месторождений, в которую входили выдающиеся ученые и производственники отрасли. Со смертью многолетнего ее председателя Н.Н. Лисовского ЦКР преобразовалась в чиновничье-

РИС. 8. Схема управления инновационным развитием нефтяной отрасли РТ (Ю.А. Волков)



бюрократическую структуру, и в ней уже нет ядра из ученых и специалистов, а специалисты из регионов и нефтяных компаний вообще не включены в состав ЦКР. Утеряна преемственность. ЦКР в нынешнем составе не способна направлять ни науку, ни производство, обеспечивая рациональную разработку недр. Последняя составляла главную нашу ценность, благодаря чему СССР довела годовую добычу нефти до уровня 624 млн. т, что в 1,7 раз превышала максимальную годовую добычу США при в 6 раз меньшем фонде скважин. В настоящее время при выполнении проектов разработки существует масса недостатков. Несмотря на обновление стандартов, проектирование по существу ведется на уровне 70-х годов прошлого столетия. Складывается парадоксальная ситуация: техника и технология нефтедобычи неуклонно развиваются, а нефтеотдача снижается. Сегодня, прежде всего, нужно реанимировать понятие о рациональной разработке месторождений применительно к рыночным условиям. Предложений здесь достаточно, но общепринятых

нет. Мы предлагаем следующую формулировку: «Разработка каждого нефтяного (газового) месторождения должна проектироваться на современной научно-технической основе, реализовываться с современным научным сопровождением, обеспечивающим получение максимума прибыли при

Требуется государственное финансирование фундаментальных исследований в области повышения нефтеотдачи

приемлемых для недропользователя сроках окупаемости капитальных вложений, достижение утвержденных значений текущей и конечной нефтеотдачи, соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, а в дальнейшем создавала благоприятные условия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной, экономически допустимой нефтеотдачи». Но кардинальное решение проблем мы связываем с инновационным проектированием разработки нефтяных месторождений (в настоящее

время отрабатывается на месторождениях РТ). В этом вопросе научный Татарстан первый и пока единственный в отрасли. Инновационный проект – это научно-исследовательская работа (НИР) по конкретному месторождению, выполняемая в процессе проектирования разработки. На данном этапе изучаются детали геологического строения объекта и на этой основе подбираются технологии разработки, которые должны в полной мере учитывать особенности геологического строения. Для выполнения проекта нужно в 3-5 раз больше времени (2,5-3 года) и в 8-10 раз больше средств. По существу каждый проект разработки у МНК в РТ должен быть инновационным, насыщенным новыми МУН. Схема управления инновационным развитием отрасли в РТ на рис. 8.

С 2009 г. отработка инновационных методов проектирования разработки ведется на месторождениях МНК при поддержке Президента РТ. После их завершения в 2013 г. можно будет тиражировать на все месторождения республики с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Это будущее эффективного и рационального проектирования разработки нефтяных месторождений. Для реализации этих возможностей нужны крупные исследования по изучению особенностей геологического строения этих месторождений (на макро-, микро- и наноразмерах) и созданию новых инновационных технологий эффективной выработки залежей

с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Это требует концентрации усилий РАН и региональной науки (АН РТ), достаточного времени и средств. Способы решения данных задач являются сутью кластерного подхода к разработке стандарта нового поколения «Регламент инновационного проектирования разработки и оптимизации выработки запасов месторождений углеводородов при непрерывном их восполнении». В отличие от стандарта, рекомендованного ЦКР для массового проектирования, он может включать и проведение ОПР по опробованию новых технологий

на конкретном месторождении в конкретных геологических условиях не исключаем других путей: участие в получении различных федеральных грантов, но это трудный, опасный и малоперспективный путь; создание фондов повышения КИН и другие.

Что нужно сделать государству как инициатору и гаранту инновационного развития нефтяной отрасли

Государству нужно особое внимание уделять созданию условий для налоговой стимуляции развития современных третичных и четвертичных МУН. При этом на дополнительно добытую за счет МУН нефть на действующих месторождениях обнулить НДС и экспортную пошлину. А дополнительную добычу по новым крупным проектам, связанным с широким внедрением дорогостоящих проектов теплового, газового, водогазового, комплексного воздействия, или крупным проектам довыработки остаточных запасов, на период полной окупаемости проекта полностью освободить от всех налогов. Только в этом случае в РФ будет реальный, не бумажный прогресс в повышении нефтеотдачи. Минприроды РФ должно понять, что требуется государственное финансирование фундаментальных исследований в области повышения нефтеотдачи (в том числе за счет средств, идущих на геологоразведку), так как повышение КИН является второй (после традиционных геологоразведочных работ) составляющей ВМСБ. Необходимо сформулировать понятие рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях и основные принципы рациональной разработки нефтяных месторождений в различных геологических условиях. Огромное значение для нефтяной отрасли имело бы принятие в отрасли методического руководства по оценке технологической эффективности МУН и ОПЗ скважин. В настоящее время отсутствуют точные данные о добыче нефти за счет МУН и нет четкого разделения добычи за счет МУН и ОПЗ. Поэтому объемы дополнительной добычи за счет третичных МУН по стране

различными исследователями оцениваются в диапазоне от 1 до 40 млн. т в г и более. Необходимо положение о специальных правилах лицензирования деятельности в сфере недропользования при создании научных (учебных) полигонов. Необходимо с учетом специфики научных полигонов, создаваемых в целях отработки технологий добычи нефти (битумов) на трудноизвлекаемых месторождениях, установить специальный порядок лицензирования недропользования в целях создания научных (учебных) полигонов в целях внедрения инновационных методов проектирования и разработки месторождений.

Чрезмерно высокий уровень добычи нефти не делает наш народ счастливым

Необходимо усиление контроля при формировании условий лицензий и проверке соблюдения технических проектов По общему правилу пользователь недр обязан обеспечить соблюдение утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с пользованием недрами. Технология ведения работ, связанных с пользованием недрами, в том числе при проведении разведки и добычи полезных ископаемых, должна быть обеспечена соответствующими стандартами (нормами, правилами). Эффективность регулирования деятельности по добыче полезных ископаемых во многом зависит от условий, закрепленных в лицензии и в проекте разработки месторождения. В свою очередь нефтяные компании так же должны активно участвовать в инновационной работе, а это возможно, если в них к управлению придут не «успешные менеджеры», а настоящие специалисты (в первую очередь геологи и инженеры), грамотные высокопрофессиональные, принципиальные, имеющие необходимый опыт и здравомыслие.

Сколько Россия должна добывать нефти

Сегодня мало кто задумывается над этим вопросом. Для определения необходимых (оптимальных)

уровней добычи нефти сравним объемы добычи и потребления с другими странами. Наиболее благополучная страна – США добывают нефти около 1 т/чел. и потребляют около 3,2 т/чел. в год. В РФ наоборот: добыча составляет 3,43 т/чел., потребление – менее 0,9 т/чел. в год. Страны, входящие в ОПЕК добывают в среднем 3,67 т/чел., потребляют – 0,865 т/чел. Причем объемы добычи колеблются от 1,13 т/чел. (Нигерия) до 60–61,4 т/чел. (ОАЭ, Кувейт), потребляют от 0,02 т/чел. (Нигерия) до 5,2–6–7,6 т/чел. (Саудовская Аравия, ОАЭ, Кувейт). Высокая среднедушевая добыча является следствием крупных запасов и низких издержек производства, а также особой

формой собственности в странах Ближнего Востока. Высокоразвитые страны Западной Европы в среднем добывают около 1 т/чел., потребляют 2,3 т/чел. в год. Таким образом, потребление нефти около 2 т/чел. в год характерно для высокоразвитой экономики. Такое потребление обеспечивает высокий уровень жизни населения. Чрезмерно высокий уровень добычи нефти не делает наш народ счастливым. Скорее он создает предпосылки к углублению для России периодически возникающих экономических и глобальных мировых кризисов. Об этом весьма наглядно показал Е.Т. Гайдар в своей книге «Гибель империи». Вспомним печальный опыт СССР, который по добыче нефти был на первом месте, а по уровню жизни населения существовал ниже. При этом руководители страны требовали непрерывного увеличения добычи нефти. Был даже подготовлен вариант добычи нефти в бывшем СССР до 980 млн. т в г. При этом совершенно игнорировалась экономика добычи нефти. В современных условиях необходимо основное внимание обращать не на абсолютный уровень добычи нефти, а на экономику ее добычи и использования, а также конкурентоспособность. ●

НЕФТЕДОБЫЧА: ЗАПАСЫ И КИН

Обращаясь к опыту зарубежных компаний, становится очевидно, что для увеличения прироста рентабельно извлекаемых запасов необходимо увеличить затраты на НИОКР.

В среднем по России коэффициент извлечения нефти при применении современных нефтегазовых нанотехнологий с учетом структуры запасов может возрасти до 0,60–0,65. Что необходимо для повышения КИН и какова в этом вопросе роль государства?

Сергей Барков,
генеральный директор, д.г.-м.н.

Евгений Грунис,
руководитель дирекции по научной работе, д.г.-м.н.

Александр Хавкин,
Заместитель генерального директора, д.т.н.
ОАО «ИГРИ»



В вырубке российского экспорта нефть составляет 34%, а газ – 15%, поэтому укрепление нефтедобычи является важнейшей государственной задачей. Для развития нефтедобычи необходимо поддержание высокого уровня рентабельности в нефтегазовом секторе экономики и мотивирование предприятий на создание и использование инновационных технологий.

Параметры развития отрасли указаны в Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭСР-2030). Вместе с тем, ряд экспертов полагает, что

такие параметры, как добыча нефти в 2030 г. в объеме 530 млн. тонн и достижение КИН равного 0,35–0,37 – проблематичны, считая оптимистичной величиной добычу в 2030 г. в объеме 440 млн. тонн, а пессимистичной – менее 400 млн. тонн.

Для этого вроде бы есть основания: запасы наиболее интенсивно разрабатываемых пластов с текущим темпом отбора более 6%, обеспечивающих более половины добычи нефти, сократились на 110 млн. тонн, а отбор из пластов с текущим темпом отбора 2–6% увеличился на 76 млн. тонн. При

этом значительный прирост запасов произошел на объектах с текущими темпами отбора менее 2%, т.е. с низкопроницаемым коллектором. На крупнейшем в России Самотлорском месторождении пробурено около 15 тыс. скважин, а используется менее трети. При этом Федеральное агентство по недропользованию готово тратить на глушение малодебитных скважин по 5 млн. руб./год, вместо того, чтобы внедрять современные технологии повышения эффективности нефтедобычи. Кроме того затраты на НИОКР (R&D) весьма различаются для российских и международных компаний, что и приводит к значительно меньшему приросту извлекаемых запасов, которые, как это видно из рис. 1, практически линейно зависят от затрат на НИОКР.

Россия занимает 8 место в мире по запасам нефти и является мировым лидером по добыче нефти. При этом 90% добычи приходится на несколько крупнейших вертикально-интегрированных холдингов из более 500 добывающих компаний. В технологическом отношении Россия отстает от развитых стран – значение коэффициента извлечения нефти (КИН) в России упало до 0,3, а в США КИН вырос до 0,4 при существенно худшей структуре запасов. По отдельным объектам за рубежом нефтяные компании имеют КИН на уровне 0,4–0,45, а на крупных объектах – 0,5. В России КИН на уровне 0,5 на крупных

40 млн.т. За счет разведки и доразведки суммарный прирост извлекаемых запасов в 2008 г. составил 590 млн.т. За счет переоценки КИН суммарный прирост извлекаемых запасов в 2008 г. составил 113 млн.т. При этом по большинству проектов

этой причине, проектный по пятилетним периодам КИН по российским месторождениям упал до 0,3. В последние годы в балансе российских запасов нефти запасы в НПК составляют уже почти 40%. В 2007 г. доля простаивающих скважин в России достигла

В 2007 г. доля простаивающих скважин в России достигла 47%. Причина – нерентабельная эксплуатация, связанная с высокой обводненностью продукции

разработки предусмотрено традиционное заводнение, а не современные технологии увеличения КИН. Отметим, что потенциал заводнения составляет около 40%, что означает невозможность улучшением компьютерного моделирования преодолеть в массовом масштабе КИН=0,4. Для существенного увеличения КИН необходимо применять существующие МУН и их новые модификации.

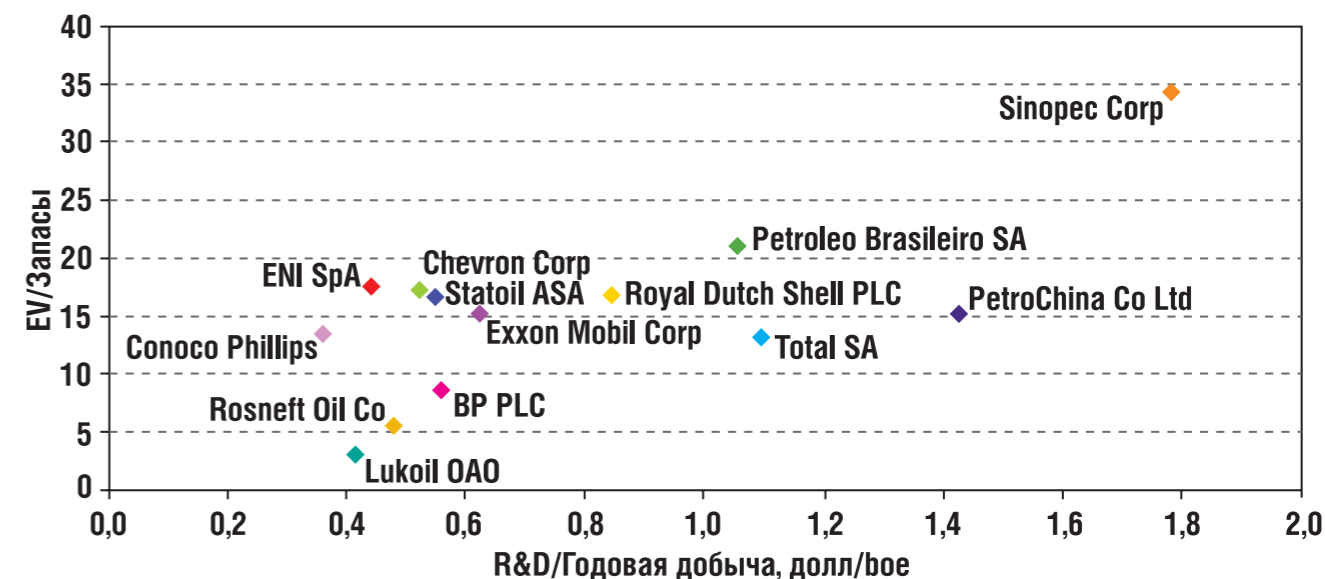
Что же касается особенностей КИН, то средний КИН составляет: 0,38–0,45 для активных запасов; 0,1–0,35 для низкопроницаемых коллекторов (НПК), которых в России более 25%; 0,05–0,25 для высоковязких нефтей. С каждым годом в составе разрабатываемых месторождений становится все больше месторождений с низкой проницаемостью и высокой обводненностью продукции. В том числе и по

47%. Причина – нерентабельная эксплуатация, в первую очередь, связанная с высокой обводненностью продукции. Необходимо снизить обводненность добываемой нефти, которая сегодня превышает 84%. Высокая доля воды в добывающих скважинах является причиной их остановки. Простой добывающих скважин ведет не только к уменьшению текущих отборов нефти, но и к уменьшению КИН. А в мире средняя величина обводненности примерно 75%. Обводненность 84% российской нефти означает, что в продукции добывающих скважин в 5 раз («водонефтяной фактор») больше воды, чем нефти. Т.о., при уровне добычи нефти в России 511 млн. т, из добывающих скважин вместе с нефтью поднимается более 2,5 млрд. м³ воды. Снижение доли воды в продукции до среднемировой – 75% (на 10%), приведет к уменьшению отбора воды на 1 млрд. т, или на 40%.

ТАБЛИЦА. Расчет соотношения затрат на НИОКР и годовой добычи

Компания	НИОКР в 2010г., млн. долл.	Суточная добыча углеводородов, Мбое/d	НИОКР/Годовая добыча, долл./Бое
PetroChina	1750	3,364	1,43
Royal Dutch Shell	1019	3,314	0,84
Exxon Mobil Corp	1012	4,447	0,62
Petrobras	993	2,583	1,05
Total S.A.	949	2,281	1,14
British Petroleum	780	3,949	0,54
Sinopec Corp	714	1,100	1,78
Chevron Corp	526	2,763	0,52
Роснефть	439	2,521	0,48
Statoil	339	1,701	0,55
ЛУКОЙЛ	338	2,239	0,41
ENI	293	1,815	0,44
Conoco Phillips	230	1,752	0,36

РИС. 1. Зависимость стоимости компании, отнесенной к извлекаемым запасам (EV/запасы), от затрат на НИОКР, отнесенных к годовой добыче в условных баррелях добываемых углеводородов





приемлемого дебита скважин по нефти и, в конечном счете, к увеличению КИН.

Нанотехнологии позволят снизить обводненность продукции на 10–15%. Эффект от их применения выражается в регулировании профиля приемистости, снижении обводненности продукции на 10–20%, дополнительной добыче нефти 500–2000 тонн на одну обработанную нагнетательную скважину, снижении удельных энергозатрат. В добывающих нефтяных скважинах, вскрывших низкопроницаемые пласты, дополнительная добыча составляет 300–500 т/скв (более 15 скважин в Татарстане, вскрывших алевролиты).

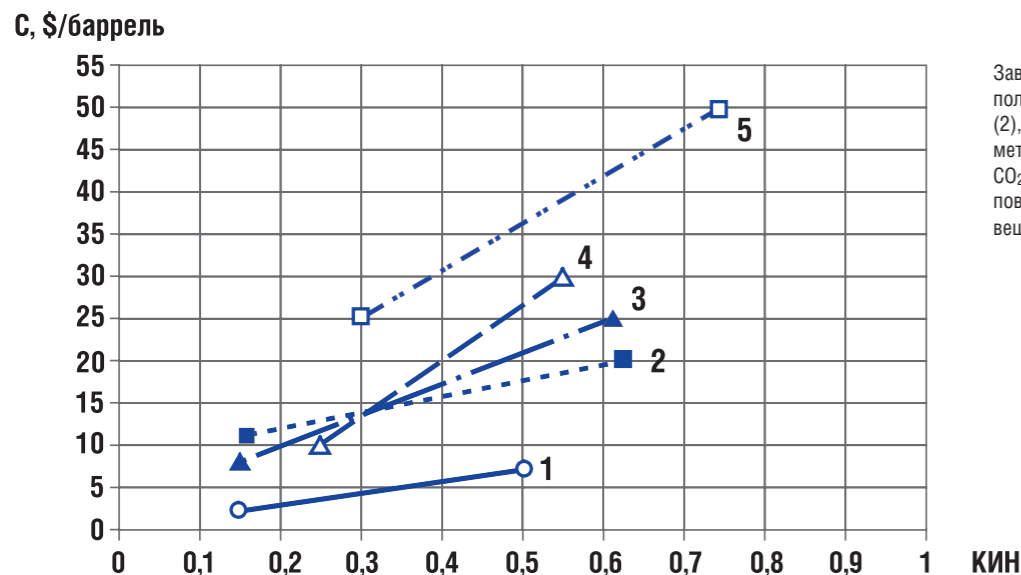
Кроме того, в мире существует огромное поле технологий повышения нефтеотдачи, которые при цене нефти более 60 долл/баррель обеспечивают КИН более 0,4 (рис. 2).

Учитывая нынешнюю цену на нефть, около 100 \$/баррель, можно ожидать ближайший выход на КИН равного 0,4. При массовом применении нанотехнологий – ориентир увеличения КИН для активных запасов на 0,20–0,25 до 0,6–0,7, для ТИЗН – увеличение КИН на 0,25–0,35 до 0,45–0,55. Средний КИН по России при этом с учетом структуры запасов может возрасти до 0,60–0,65. По мнению работников компании Shell и ряда других компаний, нефтегазовые нанотехнологии (технологии управления наноразмерными явлениями в

В мире в среднем с каждой тонной нефти добывается три тонны воды и ежегодно расходуется более 40 млрд. долларов на отделение и очистку попутной воды. Россия добывает 13,5% от мировой добычи. Это означает, что на отделение и очистку попутной воды в России тратится не менее 5 млрд. долларов. Но и обводненность продукции в России намного больше среднемировой – как показано выше, в России отбирается

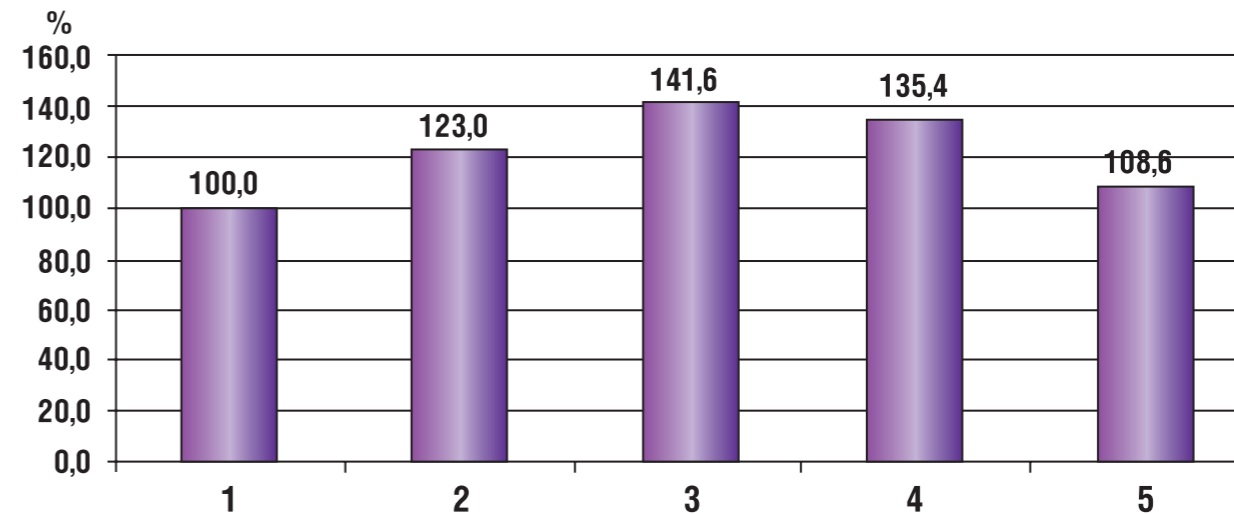
более 5 объемов воды на один объем нефти. Это означает, что на отделение и очистку попутной воды в России тратится ежегодно значительно больше 7 млрд. долл. Снижение обводненности хотя бы до среднемирового уровня даст экономию 2 млрд. долларов. Экономия средств и энергии приведет к снижению себестоимости добычи нефти, что в свою очередь приведет к уменьшению экономически

РИС. 2. Себестоимость добычи нефти (С) в зависимости от достигаемого КИН при различных технологиях



Заводнение (1), закачка полимерных растворов (2), тепловые методы (3), закачка CO₂ (4), применение поверхностно-активных веществ (5)

РИС. 2. Изменения суммарной накопленной дисконтированной прибыли государства (в процентах от максимальной накопленной дисконтированной прибыли государства)



1 – без учета государственной собственности на недра, т.е. при обеспечении максимальной доходности недропользователю; 2 – при недропользователе со 100%-ной государственной собственностью и прекращении проекта в год максимального накопленного дисконтированного дохода недропользователя; 3 – при недропользователе со 100%-й государственной собственностью и продолжении проекта до максимального накопленного дисконтированного дохода государства (NPV_T + SPV_T); 4 – при 50%-й государственной собственности недропользователя и продолжении разработки до максимальной накопленной дисконтированной прибыли государства с компенсацией другим 50%-там собственникам недропользователя убытков за период отрицательных потоков наличности недропользователя (0,5•NPV_T + SPV_T); 5 – при компенсации недропользователю убытков за период отрицательных потоков наличности и обеспечении недропользователю 30%-ной доходности за этот период отрицательных потоков наличности

пластовых системах и промышленном оборудовании и применения наноматериалов) позволят максимально увеличить ценности существующих активов, обеспечить возможность разработки новых ресурсов, создать условия для

недропользователю без льготирования нефтедобычи – вариант 1). Видно, что вариант 5, при котором государство обеспечивает компенсацию недропользователю убытков за период отрицательных

производительности скважин и для увеличения КИН. При этом может быть достигнут КИН равный 0,5–0,6.

3. Применять технологии снижения обводненности продукции, ставя задачу снизить обводненность до 75% (водонефтяной фактор станет 3).
4. Стимулировать недропользователя для повышения КИН путем льготирования нефтедобычи в период низкой и отрицательной рентабельности добычи нефти на основе адекватных проектных документов.

При этом уровень добычи нефти в России будет даже превышать указанный в ЭСР-2030 объем 530 млн. тонн в 2030 году.

Повышение роли инновационных технологий в проектировании разработок месторождений требует фундаментальных исследований по механизму нефтеотдачи в пластовых условиях и кардинальных перемен в полноте информационной базы. При гармонизации интересов будут не только увеличены доходы государства и недропользователя, но и КИН. ●

Можно ожидать, что области применения нанотехнологий в нефтегазовой отрасли будут и далее все больше и больше расширяться

интеграции различных технологий и направлений бизнеса, повысит КИН.

Можно ожидать, что области применения нанотехнологий в нефтегазовой отрасли будут и далее все больше и больше расширяться.

Очень важно также гармонизировать интересы недропользователя и государства с учетом современной налоговой системы. На рис. 3 представлены изменения суммарной накопленной дисконтированной прибыли государства (в процентах от максимальной накопленной дисконтированной прибыли государства без учета государственной собственности на недра, т.е. при обеспечении максимальной доходности

потоков наличности и обеспечении недропользователю 30%-ной доходности за этот период отрицательных потоков наличности, ведет как к рентабельной работе нефтедобывающего предприятия после традиционной точки появления отрицательных годовых потоков наличности с 30% рентабельностью добычи при увеличении доходов государства. Фактически перед нефтяной отраслью стоят следующие задачи:

1. Массово применять существующие технологии увеличения нефтеизвлечения, которые при цене нефти более 60 долл/баррель обеспечивают КИН более 0,4.
2. Регулировать свойства глинистых минералов для увеличения

НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ В АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

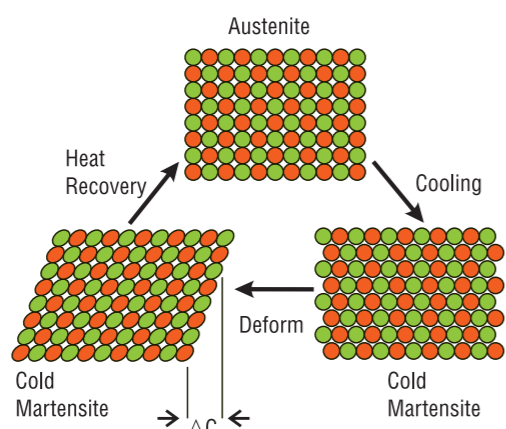
Рост себестоимости извлечения углеводородов из недр на большинстве отечественных месторождений, находящихся на четвертой стадии разработки, и технологическое отставание являются серьезными системными проблемами нефтегазодобывающих компаний. Несмотря на определенные подвижки в использовании современных МУН, большая часть применяемого сегодня оборудования морально и физически устарела и требует замены на более современное, которое должно быть компактным, энергоэффективным, иметь конкурентную себестоимость, лучшую функциональность и надежность. Что нужно для создания такого оборудования и его внедрения в производственную практику?



Эдуард Аванян,
ученый секретарь НТО
нефтяников и газовиков
им. И.М.Губкина,
к.э.н.

ОБ АВТОРЕ

Эдуард Александрович Аванян в 1985 г. окончил факультет международных экономических отношений МГИМО, 1992–1994 – College of Business Administration, University of Houston, MBA Program. В 1995 г. занимал должность специалиста по работе на фондовом рынке Министерства финансов РФ, в 1996 – специалист по управлению проектами в Академии народного хозяйства РФ. В 2009–2011 – аспирант РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. В 1988–1992 директор Республиканского центра экономической пропаганды, в 1994 Консультант Отдела по работе с международными организациями (Кабинет Министров Туркменистана), в 2009 – 2011 Генеральный директор ООО «Нитинойл».



Создание и промышленное производство такого оборудования является основой технологического перевооружения отрасли и возможно лишь в условиях экономического стимулирования использования передовых технологий. Это в свою очередь требует как развития новых подходов к разработке месторождений (от 3D моделирования и управления разработкой в режиме реального времени до современных технологий обеспечения экологической безопасности и очистки загрязненных земель и рекультивации выработанных месторождений), так и использования достижений фундаментальной науки, включая использование новых материалов с уникальными свойствами, выпуск которых уже осуществляется в промышленных масштабах, в частности сплавов с эффектом памяти формы (ЭПФ) на основе никелида титана. Разновидностью указанного сплава является «нитинол» с его уникальными свойствами:

- эффектом памяти формы – принудительно деформируется в холодном состоянии, при нагреве принимает первоначальную форму;
- сверхупругостью – растягивается и сжимается подобно резине, обладающей прочностью стали. Например, если прямолинейную проволоку диаметром 1мм, находящуюся в нагретом аустенитном состоянии сначала растянуть на 7–8% ее исходной длины, а затем отпустить, то она при той же температуре полностью вернет себе исходную форму. Данную манипуляцию можно проводить миллионы раз. Для сравнения, чтобы стальная струна полностью упруго укоротилась после растяжения, величина ее деформации должна быть ниже 0,1% от ее исходной длины.
- коррозионностойкостью – не подвержен воздействию большинства кислот, щелочей, и рассолов за счет образования на поверхности оксида титана;
- стойкостью к механическим ударам и резким перепадам давления. Эти качества – особенно ЭПФ и сверхупругость – обусловлены

СХЕМА 1. Изменение кристаллической решетки сплава при изменении температуры

тем, что при внешнем воздействии (прямом или косвенном нагревании) твердотельные нитиноловые рабочие элементы способны развивать усилия и производить работу за счет изменения кристаллической решетки на нано и ангстремном уровне.

Характеристики литых деформируемых сплавов на основе никеля и титана представлены в таблице 1. Используя уникальные свойства нитинола, можно создавать различные типы оборудования: устройства селективного заканчивания скважин, различные типы пакеров, запорные и регулирующие устройства, превенторы, инструменты для извлечения аварийного оборудования из скважин, оборудование для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн, устройства в которых в качестве силового привода можно использовать нитиноловый элемент в виде прямолинейной проволоки, пломбировщики для восстановления герметичности труб, безпоршневые объемные электротепломеханические насосы с корпусом в виде сильфона,

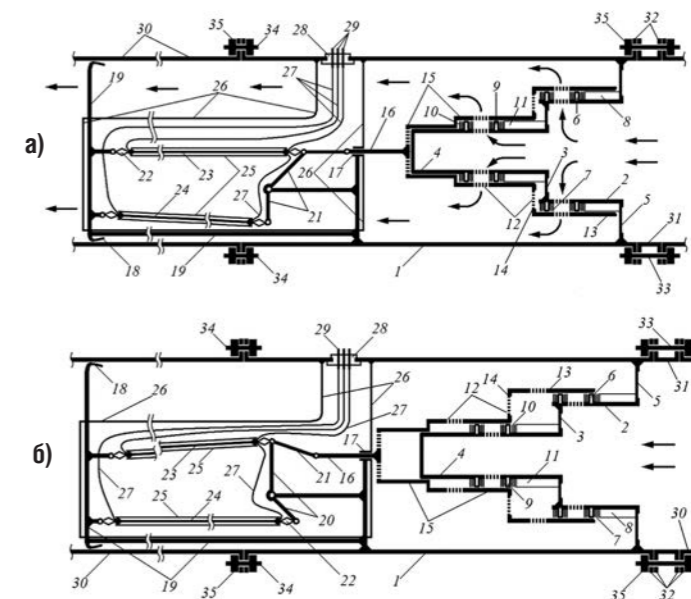
эластичные муфты, сверхгибкие валы, различного рода крепежи и т.д. На сегодняшний день нитинол широко применяется только в медицине, робототехнике, космической и авиационной промышленности, что обусловлено его относительной дороговизной и отсутствием соответствующих знаний по материаловедению у большинства специалистов-практиков нефтегазовой отрасли. Однако в связи с планами по освоению шельфовых месторождений и месторождений в труднодоступных районах с суровыми климатическими условиями спрос на компактное и надежное оборудование будет расти. Уже сегодня специалисты, работающие на стыке материаловедения и нефтедобычи, вышли на решение ряда проблем повышения надежности и усовершенствования рабочих характеристик перспективного оборудования. Так, используя уникальные свойства этого сплава специалистами ООО Нитинойл были спроектированы и запатентованы несколько видов нефтепромыслового оборудования.

Одним из примеров такого применения может служить запорный клапан с термочувствительным элементом (задвижка). Конструкция запорного клапана или задвижки представлена на рисунке 1. Клапан работает следующим образом. В исходном положении (рисунк 1 а) клапан открыт. При необходимости запираения клапана посредством соответствующих штырей 29 и проводов 27 через элемент 23 пропускают ток, он нагревается и в процессе реализации аустенитного превращения совершает работу по перемещению патрубка 13 и стакана 15 в направлении набегающего на клапан потока жидкости и по растяжению находящегося в охлажденном мартенситном состоянии элемента 24. При этом соответствующие скребки 7,10 обеспечивают очистку внутренних полированных поверхностей патрубка 13 и стакана 15 от налипшей грязи. В результате перемещения патрубка 13 и стакана 15 относительно соответствующих уплотнений 6,9 между уплотнениями 6 и между уплотнениями 9 располагаются те части патрубка 13

ТАБЛИЦА 1

Температура плавления, °С	1250 – 1320
Температурная область перехода большинства промышленных сплавов, °С	-200 – 120
Теплопроводность, Вт/м · °С	1 – 20
Электросопротивление в фазе мартенсита, мкОм · м	0,5 – 0,6
Электросопротивление в фазе аустенита, мкОм · м	0,82 – 1,1
Удельная плотность, 1000 кг/м³	6,4 – 6,5
Предел прочности полностью отожженного, МПа	895
Предел прочности деформационно-упрочненного, МПа	1900
Степень восстановления формы, %	до 100
Относительное удлинение при 100% восстановлении формы полностью отожженного, %	до 7 – 8
Относительное удлинение при 100% деформационно-упрочненного, %	до 12 – 15
Напряжение, развиваемое при полном возврате формы полностью отожженного, МПа	до 700
Напряжение, развиваемое при полном возврате формы, деформационно-упрочненного, МПа	до 1100
Биосовместимость	хорошая
Механическая обрабатываемость	плохая
Устойчивость к износу	хорошая

РИСУНОК 1. Клапан с термочувствительным элементом



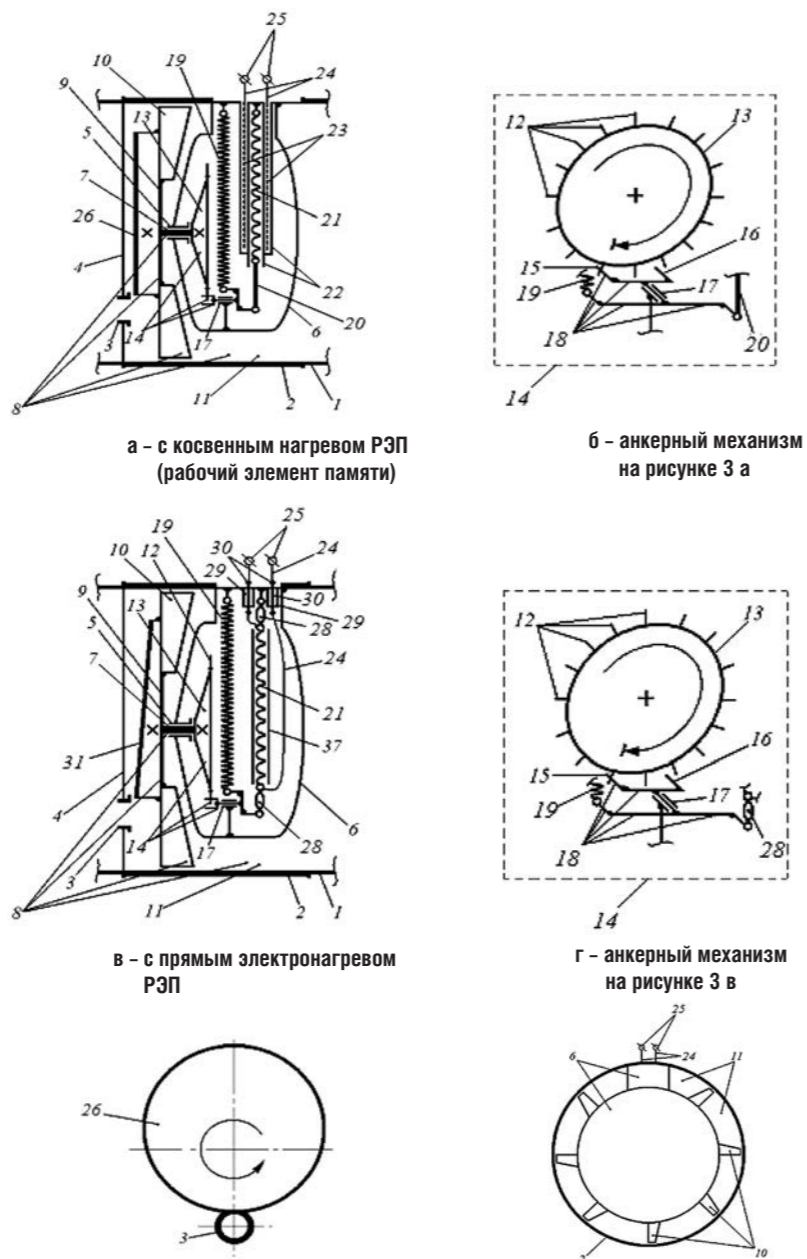
Корпус – 1; патрубок – 2; шайба – 3; цилиндрический стакан – 4; шайба – 5; кольцевое уплотнение – 6; кольцевидный скребок – 7; упругое трубчатое уплотнение – 8; кольцевое уплотнение – 9; кольцевидный скребок – 10; упругое трубчатое уплотнение – 11; отверстие – 12; патрубок – 13; шайба – 14; стакан – 15; шток – 16; направляющая втулка – 17; ложка – 18; рама – 19; двуплечий рычаг – 20; шатун – 21; электроизолятор – 22; тепломеханический рабочий элемент из сплава с эффектом памяти формы – 23; тепломеханический рабочий элемент из сплава с эффектом памяти формы – 24; трубка – 25 из электроизоляционного материала; защитный обтекаемый футляр – 26; электрический провод – 27; электроизоляционная пробка – 28; электропроводный штырь – 29; трубопровод – 30; патрубок – 31; фланцевая шайба – 32; шпилька – 33; шпилька – 34; гайка – 35.

и цилиндрической стенки стакана 15, в которых нет отверстий 12, и ток жидкости через отверстия 12 в патрубке 2 и цилиндрической стенке стакана 4 прекращается. После этого перестают пропускать ток через элемент 23, и клапан остает закрытым до следующего переключения.

Другим примером служит дистанционно управляемый регулятор расхода жидкости (штуцер) для нагнетательных скважин.

Конструкция регулятора представлена на рисунке 2. Регулятор расхода жидкости работает следующим образом. Форсунка 3 всегда в большей или меньшей мере открыта, поэтому при течении жидкости в трубопроводе 1 в подводе 11 всегда перетекает жидкость, при взаимодействии с которой лопатки 10 создают вращательный момент на валу 7. Однако колесо 13 стопорится зубом 15 (рис. 3 б) вплоть до поворота коромысла 18. При необходимости изменения расхода перетекающей через форсунку 3 жидкости показанным на рисунке 3 а, б регулятором расхода, на короткое время включают электронагреватель 23. В результате сначала происходит нагрев рабочего элемента памяти (РЭП) 21 электронагревателем 23, а затем, охлаждение РЭП 21 омывающей его жидкостью. При нагреве РЭП испытывает аустенитное превращение и, укорачиваясь, совершает работу по повороту коромысла 18 и взведению пружины 19. При охлаждении РЭП 21 испытывает мартенситное превращение и растягивается реверсивно поворачивающей коромысло 18 пружины 19. Данное возвратно-поступательное перемещение коромысла 18 обеспечивает двухступенчатое перемещение колеса 13 на величину хода анкерного механизма 14, которому соответствует двухступенчатое перемещение диска 26 относительно форсунки 3. В результате происходит изменение величины зазора между форсункой 3 и кромкой диска 26, а значит и изменяется расход перетекающей через форсунку 3 жидкости. При необходимости повторного переключения регулятора расхода, снова на непродолжительное время включают и отключают электронагреватель 23. Таким образом, применение «нитинола» позволило

РИСУНОК 2. Регулятора расхода жидкости или штуцера



Напорный трубопровод – 1; цилиндрический корпус – 2; форсунка – 3; перегородка – 4; подшипник – 5; камера – 6; вал – 7; турбина – 8; колесо – 9; лопатка – 10; подводный канал – 11; зуб – 12; анкерное колесо – 13; анкерный механизм – 14; зуб – 15; зуб – 16; подшипник – 17; анкерное коромысло – 18; пружина – 19; толкатель – 20; РЭП – 21; трубчатый корпус – 22; электронагреватель – 23; выводной электрический провод – 24; электрический контакт – 25; дросселирующий запорный элемент в виде диска – 26; электроизоляционная трубка – 27; электроизолятор – 28; электроизоляционная заглушка – 29; электропроводный штырь – 30; дросселирующий запорный элемент в виде диска – 31

спроектировать оборудование, работающее от электропитания в 220 вольт, которое отвечает требованиям, сформулированным в начале статьи: компактность, энергоэффективность, низкая себестоимость, перспективность. Применение указанного оборудования возможно в системах добычи скважинной жидкости, закачки её в пласт, в системах подготовки и перекачки нефти, газа и воды, а также в трубопроводных системах.

Совместное использование данного оборудования в комплексе с управляемым с пульта диспетчера электроцентробежным насосом позволит полностью управлять добывающей скважиной. То же относится и к нагнетательной скважине. Нагнетательные и добывающие скважины, управляемые с диспетчерского пункта компьютерной программой, способной определить потенциальные возможности скважин и задать

им необходимый режим, являются интеллектуальными. Интеллектуализация скважинных систем с высокотехнологичными компоновками делает уже сегодня возможным создание полностью автоматизированных систем добычи углеводородов в масштабе целых месторождений, которые с полным основанием можно называть интеллектуальными. Это позволит снизить себестоимость добычи нефти и газа и повысить КИН. Касаясь общих проблем модернизации нефтегазовой отрасли и внедрения нового оборудования в производство, с сожалением приходится признать, что в свое время при переходе на «рыночные» рельсы были отброшены наработанные десятилетиями механизмы взаимодействия фундаментальной и отраслевой науки с производством для решения актуальных проблем технологического развития и модернизации производства. Здесь есть несколько блоков проблем, решение которых без прямого государственного участия попросту невозможно. Во-первых, это недостаточное финансирование фундаментальных и прикладных исследований имеющих целью создание новых знаний и технологий. Энергетические компании США и Канады тратят на R&D более 300 миллиардов долларов в год, компенсируемых на законодательном уровне льготным налогообложением таких расходов, результатом чего является расширение ресурсной базы и объемов производства как традиционных углеводородов так тяжелых и вязких нефтей и сланцевого газа. Такая политика имеет ясную цель – снижение зависимости от импорта энергоносителей и успешно выполняется уже сегодня с лихвой компенсируя текущее снижение налоговых поступлений. Расходы же на аналогичную деятельность в РФ не превышают нескольких миллиардов долларов, т.е. на несколько порядков меньше (с соответствующим результатом по увеличению ресурсной базы и объемам производства нефти и газа) и практически никак не компенсируются налоговым законодательством. Во-вторых, несмотря на все разговоры о модернизации российской промышленности дело идет на редкость туго и по объективным экономическим

причинам: несовместимости принципов организации фундаментальной науки с финансовой рентабельностью, более чем двукратное сокращение в количественном отношении и «местечковость» отраслевой науки, некогда составлявшей единый механизм и выполнения госзаказа на новые технологии, и обмена практическим опытом между лидерами отрасли. Отсюда и сегодняшнее отсутствие связи между фундаментальной наукой и производством, в основе которой лежит различие форм

Задача модернизации отрасли приобретает все большее государственное значение в связи со скорым падением добычи на истощающихся месторождениях

собственности – преимущественно государственной – академических научных организаций и – преимущественно частной – отраслевых НИИ и собственно отечественных производителей нефти. Тот факт, что в ряде топливных компаний контрольный пакет принадлежит государству, значения не имеет потому, что работа высшего менеджмента госкомпаний имеет те же критерии оценки, что и частных – рентабельность и капитализацию и потому даже такие госкорпорации, как Газпром и Роснефть сегодня не могут формировать спрос на новые технологии (в основе которых всегда лежат фундаментальные научные исследования) и предпочитают решать проблему технологического отставания самым легким способом – путем привлечения зарубежных партнеров в крупные проекты в надежде на то, что они принесут с собой высокие технологии. Но чудес не бывает – если кто-то и будет чем-то делиться, то не технологиями, а оборудованием, за которое придется платить и переплачивать за его техническое обслуживание, подрывая отечественные науку и производство и консервируя свою зависимость от иностранного нефтесервиса на десятилетия вперед. В-третьих, со вступлением России в ВТО, несмотря на предусмотренные периоды адаптации отдельных отраслей машиностроения за несколько лет практически нереально обновить основные фонды и обрабатывающей промышленности

и предприятий нефтегазовой отрасли. Задача модернизации отрасли с течением времени приобретает все большее государственное значение в связи со скорым падением добычи на ныне эксплуатируемых истощающихся месторождениях, поддерживать которую без создания и внедрения инновационных технологий все более тяжелых в добыче углеводородов невозможно. Справедливости ради нужно, что в июне с разницей в несколько дней были созданы «Комиссия при Президенте Российской Федерации

по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности» и «Совет при Президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России». На первый взгляд задачи стоящие перед ними неподъемны, однако есть еще подвижки науки и производства, обладающие бесценным опытом решения масштабных проблем отрасли, есть и талантливая молодежь, сохранилась и матрица коллективного творчества специалистов отрасли. Ускорить создание и внедрение новых технологий добычи тяжелых нефтей в условиях отсутствия единого государственного органа – аналога ГКНТ, ответственного за внедрение новых технологий в масштабе всей отрасли, могло бы объединение творческого потенциала ученых и практиков в рамках рабочих групп, экспертных советов, научно-технических советов, центров коммерциализации отечественных технологий в структуре НТО нефтяников и газовиков им. академика И.М. Губкина при поддержке руководства ВИНК и Минэнерго. Задача модернизации экономики и ТЭК России потребует нестандартных решений и мобилизации всех ресурсов, но она обязательно должна быть решена, ведь на кону технологическая, энергетическая и экономическая безопасность не только России, но и ее партнеров по межгосударственным интеграционным организациям, а значит и жизнь следующих поколений формирующейся евразийской цивилизации. ●

«ЗОЛОТОЕ ВРЕМЯ» ПРИРОДНОГО ГАЗА В «МАЛОМ ЛЕДНИКОВОМ ПЕРИОДЕ»

Изменение климата это циклический природный процесс, геохронологически сопровождающийся периодами похолодания и потепления. В настоящее время прогнозируется очередное похолодание в виде «малого ледникового периода», что должно сказаться на увеличении потребления энергии, как в глобальном, так и региональном масштабе. Симптоматично, что по сценарию Международного энергетического агентства (International Energy Agency) прогнозируется рост потребления энергии в виде нефти, угля и природного газа. При этом доля потребления природного газа в 2035 г. увеличится настолько, что позволит ему выйти на второе место после нефти



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



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

В последнее время тема, связанная с потеплением климата и влиянием на этот феномен топливной энергетики, использующей в основном доминирующие в общем энергетическом балансе традиционные виды топлива – нефть, уголь и природный газ, приобретает все большую актуальность. Существует мнение, что большая доля в глобальном потеплении климата, наблюдающемся за последние 50 лет, связана с антропогенным воздействием, в первую очередь, выбросами углекислого газа, вызываемыми «парниковый эффект». Из них около трех четвертей всех антропогенных выбросов углекислого газа за последние 20 лет стали результатом добычи и сжигания нефти, угля и природного газа. Это утверждение легло в основу известного Киотского протокола (от 1997 г.), ограничивающего выбросы парниковых газов, особенно углекислого газа за счет антропогенной деятельности, и допускающего торговлю квотами на их выбросы.

Для прояснения данной ситуации важно было проанализировать и обобщить имеющуюся в научной литературе информацию, связанную с изменением климата, характеризующимся не только периодами потепления, но и похолодания, а также перспективами потребления нефти, угля и природного газа в период похолодания климата, как основы комфортабельного проживания человеческого общества, особенно на Северном полушарии.

Изменение климата

Как известно, изменение климата Земли характеризуется поочередно наступающими периодами похолодания и потепления. При этом считается, что феномен изменения климата является результатом воздействия факторов, имеющих место в Мировом океане, таких как Южной (Эль-Ниньо), Североатлантической и Арктической осцилляций, то есть колебаний температуры поверхностного слоя воды, а также реакцией на воздействие других факторов в виде изменения солнечной постоянной и орбиты Земли, «парникового эффекта», тектонического движения литосферных плит и др.

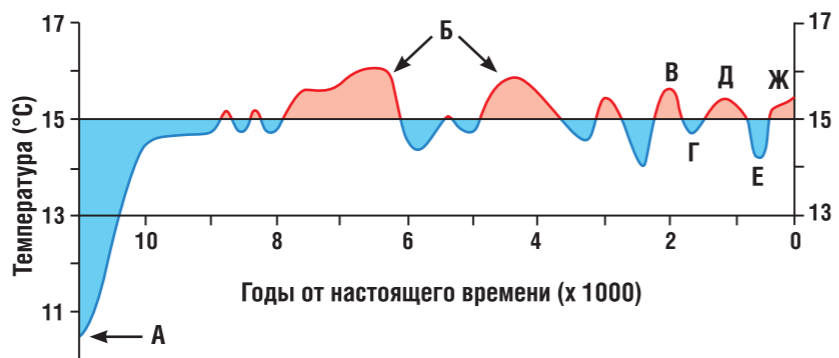
Так, в масштабе десятилетий изменение климата, благодаря Южной осцилляции в экваториальной части Тихого океана, а также Североатлантической и Арктической осцилляций, происходит отчасти из-за возможности Мирового океана аккумулировать тепловую энергию, получаемую от Солнца и

Считается, что феномен изменения климата является результатом воздействия факторов, имеющих место в Мировом океане

перемещать ее в различные части акватории. В более длительном масштабе в океане происходит термохалинная циркуляция, то есть циркуляция, создаваемая за счет перепада плотности, образовавшейся вследствие неоднородности температуры и солености в воде, которая также играет ключевую роль в перераспределении тепла.

Изменение солнечной постоянной, как суммарного потока солнечного излучения ($Вт/м^2$ или $кал/м^2 \cdot мин$) считается важным фактором наступления, например, близкого нам по времени «малого ледникового периода» (XIV–XIX вв.) с самой холодной фазой в XVII–XVIII вв. На величину солнечной постоянной влияют расстояние между Землей и Солнцем, изменяющееся в течение года по причине эллиптической орбиты Земли, и солнечная активность, как комплекс явлений и процессов, связанных с образованием и распадом в солнечной атмосфере сильных магнитных полей. По своему влиянию на климат

РИС. 1. Периоды похолодания и потепления в Северном полушарии в эпоху голоцена (последние 12 тыс. лет вплоть до современности)



А — конец последней ледниковой эпохи; Б — климатический оптимум; В — римский климатический оптимум; Г — эпизод человеческой миграции; Д — средневековый теплый период; Е — «малый ледниковый период»; Ж — период современного потепления [Archibald, 2007]

изменения земной орбиты, как результат физического взаимодействия Земли, Луны и других планет, сходны с колебаниями солнечной постоянной, поскольку небольшие отклонения в положении орбиты приводят к перераспределению солнечного излучения на поверхности Земли.

образование Панамского перешейка, что закрыло путь для прямого смешивания вод Атлантического и Тихого океанов, а, следовательно, перемещения тепловой энергии, влияющего на изменение климата. Таким образом, климат определяется сочетанием многих факторов: так, если в масштабах десятилетий и столетий доминирует воздействие отдельных факторов, то в масштабах тысячелетий — суммарное воздействие всех природных факторов. В связи с вышесказанным закономерно возникает вопрос о характере изменения климата Земли в геохронологическом масштабе.

Характер изменения климата

Было установлено, что изменение климата, в частности в эпоху четвертичного периода — голоцена, которая продолжается последние 12 тыс. лет вплоть до современности, характеризуется сочетаниями периодов потепления и похолодания в различные интервалы времени, что свидетельствует о циклическом характере изменения этого феномена на Земле (рис.1). В основе системы доказательств изменчивости климата положены, в частности факты о характере изменения уровня Каспийского моря, как крупнейшего бессточного водоема Земли, который служит интегральным показателем изменения комплекса гидролого-климатических условий на поверхности континентов. Так, результаты геолого-геоморфологических исследований побережий и

очередной период похолодания. Кроме того, палеоклиматические исследования, связанные с изучением климата прошлых геологических эпох, позволяют усомниться в обоснованности требований вышеупомянутого Киотского протокола, ограничивающего выбросы

очередной природный процесс, а «парниковый эффект» не является причиной этого феномена. Влияние парниковых газов сильно завышено, так как при массе атмосферы Земли в 18375000 млрд. т, и выбросах порядка 9 млрд. т концентрация парниковых газов составляет всего 0,00005%.

Земля оказалась вновь на пороге повторения «малого ледникового периода», наступающего из-за резкого снижения мощности излучения Солнца

парниковых газов, особенно углекислого газа за счет антропогенной деятельности. Дело в том, что повышение уровня углекислого газа в атмосфере не предшествовало, а следовало за потеплением, так как при повышении температуры в атмосферу выходит углекислый газ, как растворенный в Мировом океане (где его в 60 раз больше, чем в воздухе), так и находящийся в твердых породах. Следовательно, предположение о возникновении «парникового эффекта» за счет техногенного углекислого газа в атмосфере Земли, якобы вызывающего резкое повышение ее температуры со всеми вытекающими последствиями можно считать несостоятельным.

Таким образом, даже для эпохи голоцена со всей очевидностью прослеживается многовековая изменчивость климата как ритмического процесса, продолжающегося в настоящее время. Отмечаемое ныне потепление климата — это

При такой концентрации вряд ли возможны какие-либо глобальные изменения, в том числе и потепление климата.

Прогноз очередного похолодания климата

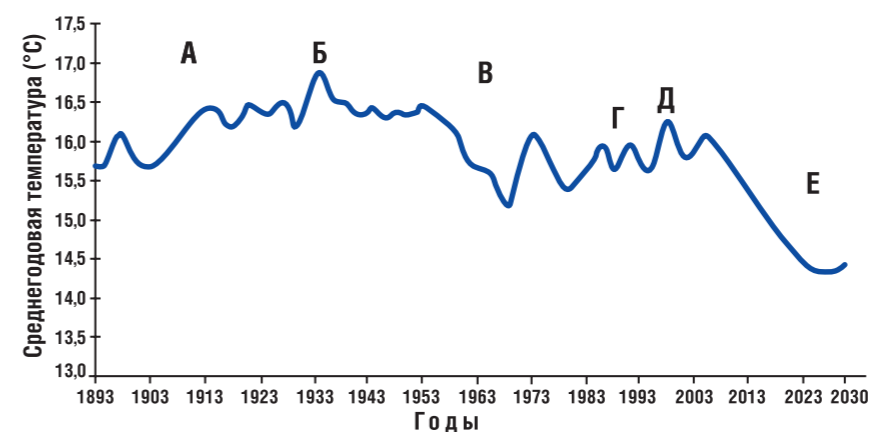
Как видно из рис. 2, прогнозируется зарождение процесса очередного похолодания климата, где в рассматриваемом интервале времени продолжительностью в 137 лет, характеризующемся циклическостью теплых и холодных периодов, с начала 2000-х годов уже происходит падение температуры, как предвестник очередного «малого ледникового периода». Земля оказалась вновь на пороге повторения «малого ледникового периода», наступающего из-за резкого снижения мощности излучения Солнца, как единственного источника энергии для Земли, а, следовательно, основного фактора изменения ее климата. Это связано с тем, что в течение 200-летнего цикла солнечная постоянная, изменяется примерно на $0,2 \pm 0,05\%$, что заметно отражается в Мировом океане, и соответственно влияет на климат. Доказана взаимосвязь циклов солнечной активности с масштабными изменениями климата на планете и установлены факты, что, когда наблюдается глубокий минимум солнечной активности, происходит похолодание. Ныне Земля вступает в «малый ледниковый период», который начнется уже с 2014 г. и достигнет своего пика минимальных температур к середине века. Первоначально понижение температуры будет очень медленным, а спустя десятилетия — более активным. Ожидается, что температура Мирового океана понизится на один

дна моря с привлечением радиофизических датировок показали, что в голоцене имелось несколько сильно выраженных трансгрессий (повышений) и регрессий (понижений) уровня моря относительно суши с характерной периодичностью приблизительно 2000 лет. При этом сначала изменялась температура воздуха, затем постепенно сток рек, впадающих в Каспийское море и через более длительный промежуток времени существенно изменялся его уровень.

Реконструкция климата Земли, проведенная различными геофизическими, геохимическими и другими методами не только за последние 11 тыс. лет, но и раньше — 420 тыс., 5 млн. и 65 млн. лет тому назад, также убеждают о циклическом характере изменения климата в геохронологическом масштабе.

Как видно из рис. 1, ближе к настоящему времени отмечается период последнего потепления, когда средняя температура на Земле поднялась на $0,7^\circ C$ со времени начала промышленной революции, то есть со второй половины XVIII века. Между тем, теории «циклического характера изменения климата» и «малого ледникового периода» выступают одними из наиболее сильных аргументов в руках противников концепций антропогенного характера нынешнего глобального потепления климата. С их точки зрения, современное потепление — это естественный выход из «малого ледникового периода» с последующим вступлением в

РИС. 2. Кривая среднегодовой температуры до 2030 г.



А — выход из последнего «малого ледникового периода»; Б — теплый период в 1930–1950 гг.; В — резкое похолодание в 1970-е годы; Г — спутниковая регистрация температуры; Д — температурный пик Южной осцилляции (Эль-Ниньо) в 1998 г.; Е — начавшийся и ожидаемый температурный минимум [Archibald, 2007]

градус, чего вполне достаточно, чтобы в Гренландии выросли новые ледники. Меньше всего глобальное похолодание скажется на жителях экватора и юга. Очередной климатический минимум температуры с ее понижением на 1–1,5°C продлится 45–65 лет, после чего в начале XXII века наступит очередное потепление.

Без сомнения назревающее похолодание скажется на увеличении потребления энергии, как в глобальном, так и региональном масштабе. В этой связи закономерно возникает вопрос о перспективах потребления энергии, получаемой при использовании различных видов топлива, или ее производящих видов энергетики.

Прогноз потребления природного газа

Симптоматично, что по сценарию Международного энергетического агентства в потреблении традиционных видов топлива, доминирующими источниками энергии вплоть до 2035 г. остаются по-прежнему нефть, уголь и природный газ (рис. 3). При этом нефть продолжает оставаться преобладающим видом топлива, с потреблением, увеличивающимся с 4060 млн. т нефтяного эквивалента (н.э.) в 2008 г. до 4550 млн. т н.э. в 2035 г. Потребление угля увеличится с 3315 млн. т н.э. в 2008 г. до 3670 млн. т н.э. в 2035 г., достигнув максимума приблизительно в 2018

г. и затем уменьшится на 250 млн. т н.э. Потребление природного газа увеличится от 2600 млн. т н.э. в 2008 г. до 4250 млн. т н.э. в 2035 г. Последний позволит природному газу в перспективе стать вторым по потреблению среди различных видов топлива, что будет характеризовать наступление «золотого времени»

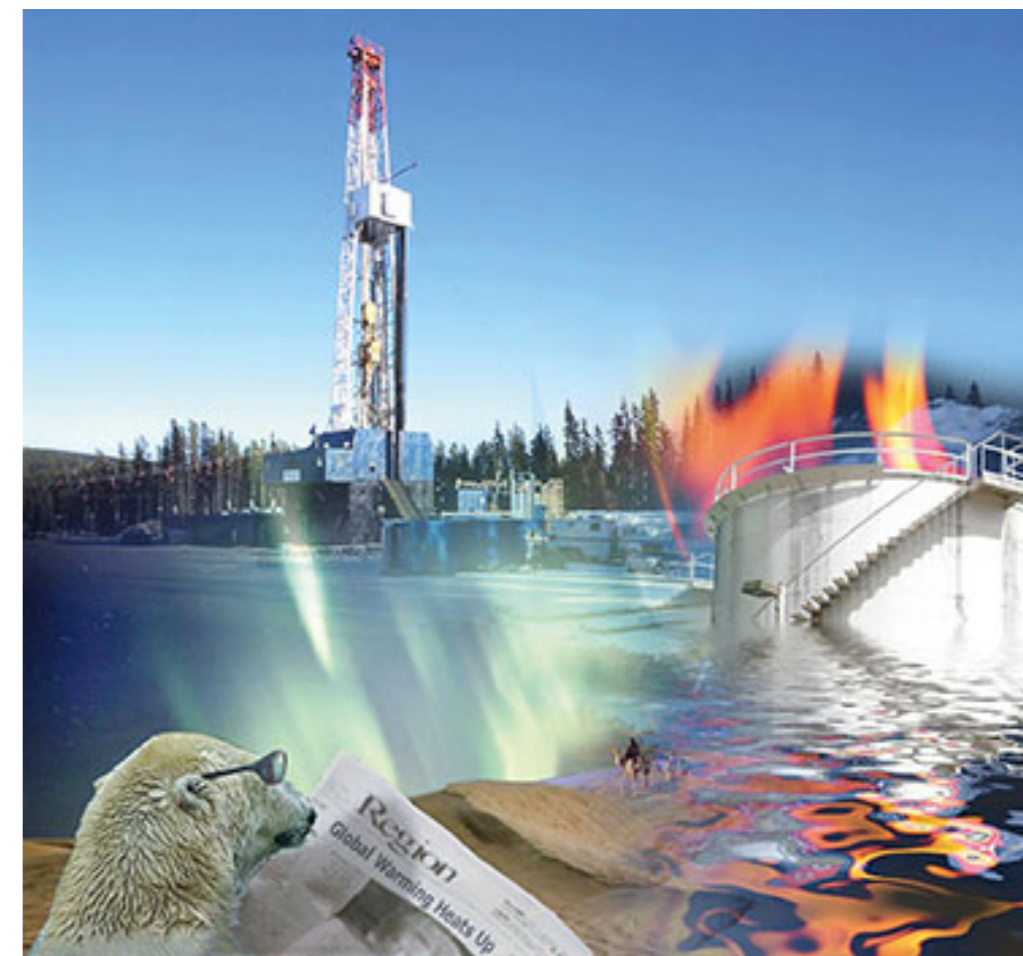
Применение газа в сравнении с топливом нефтяного происхождения существенно понижает содержание в воздухе вредных компонентов выхлопных газов

природного газа в грядущем «малом ледниковом периоде». Что касается атомной энергетики и альтернативной энергетики, включающей использование биомассы, ветра, солнечного излучения, воды и водорода для производства энергии, а также большой гидроэнергетики, то их доля в общем энергетическом балансе в 2035 г. будет не столь значительной (3-12%) по сравнению с долей энергии, получаемой при использовании нефти (27%), природного газа (25%) и угля (22%). Между тем более интенсивный рост потребления природного газа на перспективу связан с очевидными преимуществами этого вида топлива перед нефтью и углем: затраты труда на добычу газа в 37 раз ниже, чем на добычу равноценного количества (в пересчете на условное топливо) угля; газ обладает высокой теплотворной способностью; с помощью системы газопроводов

его можно подвести к любому потребителю; при горении природного газа не остается золы и т.д. Главным достоинством природного газа как энергоносителя является то, что свыше 90% всей его добычи расходуется как топливо на тепловых электростанциях, промышленных предприятиях и в быту.

Во многих странах мира приоритетом замены традиционных видов моторного топлива пользуется природный газ как в сжиженном виде. По своим физико-химическим параметрам природный газ во многом превосходит даже самый высококачественный бензин, причем для его использования не требуется коренной переделки двигателя. Причиной указанного выбора является преимущество природного газа по таким характеристикам, как например, низкая стоимость и экологичность. Цена эквивалентного количества газа до 30-50% ниже, чем бензина или дизельного топлива. Применение газа в сравнении с топливом нефтяного происхождения существенно понижает содержание в воздухе вредных компонентов выхлопных газов – оксидов углерода и азота, а также углеводородов соответственно до 80, 70 и 45%.

Между тем, несмотря на важное значение природного газа в топливно-энергетическом балансе, все большая его часть идет на химическую переработку, поэтому все более возрастает роль газохимии, которая в последние десятилетия стала самостоятельной отраслью промышленности, потеснив нефтехимию. Так, например, газ является основным промышленным сырьем для производства водорода. Более три четверти всего используемого в промышленности водорода получают методом паровой каталитической конверсии метана, как основного компонента природного газа (70–99%): $CH_4 + H_2O = CO + 3H_2$ Половина получаемого из газа водорода идет на производство аммиака, поэтому крупнотоннажный синтез аммиака, а вместе с ним и получение минеральных удобрений, азотной кислоты, красителей и др. немыслимо без природного газа. Смесь CO и H₂ называют синтез-газом, так как она используется в производствах органического синтеза, в первую очередь, метанола, применяемого в добыче газа в качестве основного ингибитора гидратообразования – вещества, предотвращающего образование газовых гидратов: $CO + 2H_2 = CH_3OH$ Значительная часть природного газа расходуется на производство сажи (технического углерода), получаемого методом окислительного пиролиза и являющегося крупнотоннажным химическим продуктом, необходимым, прежде всего, в



называемых «безмашинных» преобразователей энергии – топливных элементов – химических источников электрического тока, в которых реагенты не входят в состав электрохимической ячейки – ее электродов, а подаются на последние извне. Между тем газовая промышленность

вахтовых поселков. Особенно это становится актуальным в связи с освоением удаленных районов Крайнего Севера и шельфа арктических морей, связанным с добычей природного газа.

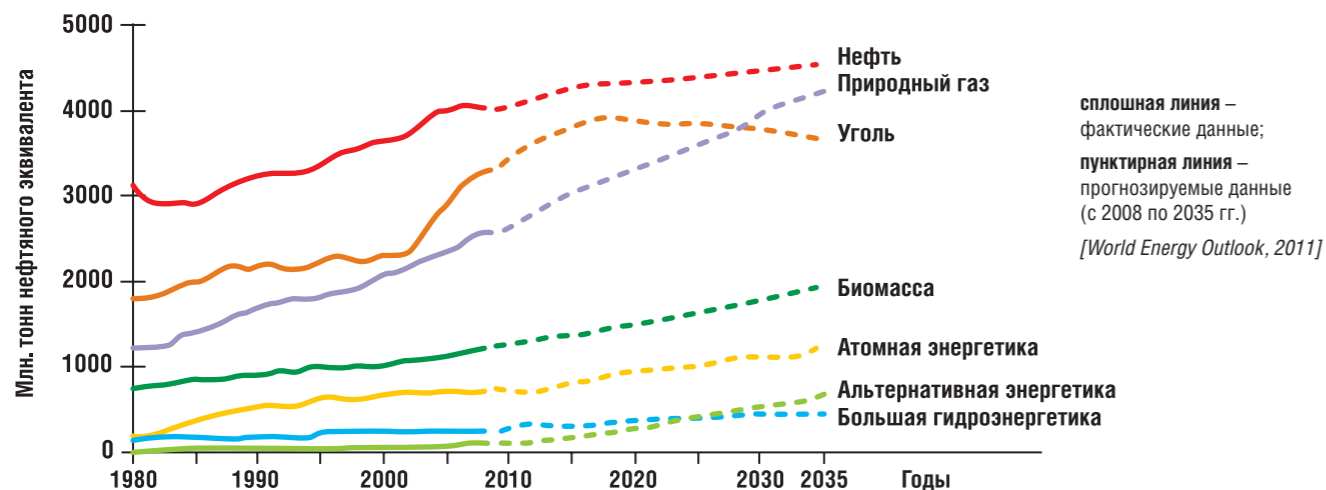
Проведенный анализ позволяет прийти к заключению о том, что изменение климата на Земле является циклическим природным феноменом в геологическом масштабе, проявляемым в виде чередования периодов потепления и похолодания. Симптоматично, что вступление человечества в «малый ледниковый период», обусловленный резким снижением мощности солнечного излучения, совпало с ожидаемым ростом потребления нефти, угля и природного газа, среди которых опережающими темпами будет расти спрос на природный газ, обладающий целым рядом преимуществ перед нефтью и углем. Это будет важным условием для комфортабельного проживания и развития человеческого общества, особенно в Северном полушарии во время ожидаемого «малого ледникового периода».

Изменение климата на Земле является циклическим природным феноменом, проявляемым в виде чередования периодов потепления и похолодания

производстве автомобильных шин и других резиновых изделий: $CH_4 + O_2 = C + 2H_2O$ О других перспективах потребления природного газа свидетельствует его связь с таким видом альтернативной энергетики как водородной энергетикой, основанной на использовании водорода (продукта конверсии метана) в качестве средства для аккумулирования, передачи и потребления энергии различными производственными направлениями. Водород является наиболее эффективным топливом для так

заинтересована в обеспечении своих подразделений удобными в эксплуатации стационарными энергоустановками на топливных элементах (в блочном исполнении и полной заводской готовности) и в их размещении на объектах с минимальными строительными работами. Такие энергоустановки автономного энергоснабжения необходимы для питания технологического оборудования, станций катодной защиты, систем телемеханики и связи магистральных газопроводов, электро- и теплоснабжения

РИС. 3. Глобальное потребление энергии, получаемой при использовании нефти, угля и природного газа, а также производимой атомной энергетикой, альтернативной энергетикой (использующей биомассу, ветер, солнечное излучение, воду и водород) и большой гидроэнергетикой



ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ

Арктика – единый физико-географический район Земли, примыкающий к Северному полюсу и включающий окраины материков Евразии и Северной Америки, почти весь Северный Ледовитый океан с островами (кроме прибрежных островов Норвегии), а также прилегающие части Атлантического и Тихого океанов. Площадь Арктики около 27 млн. кв. км и максимальную протяженность границ там имеет Россия. Основное богатство Арктики – колоссальное количество неразработанных энергоресурсов, под ее льдами залегает около 90 млрд баррелей нефти и 47 трлн. кубометров природного газа. Но промышленное освоение этих территорий требует самых новых технологий. Что сегодня могут предложить отечественные ученые?



Дилижан Мирзоев,
ДОО «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры»
ОАО «Газпром»



Искендер Ибрагимов,
ДОО ЦКБН ОАО «Газпром»

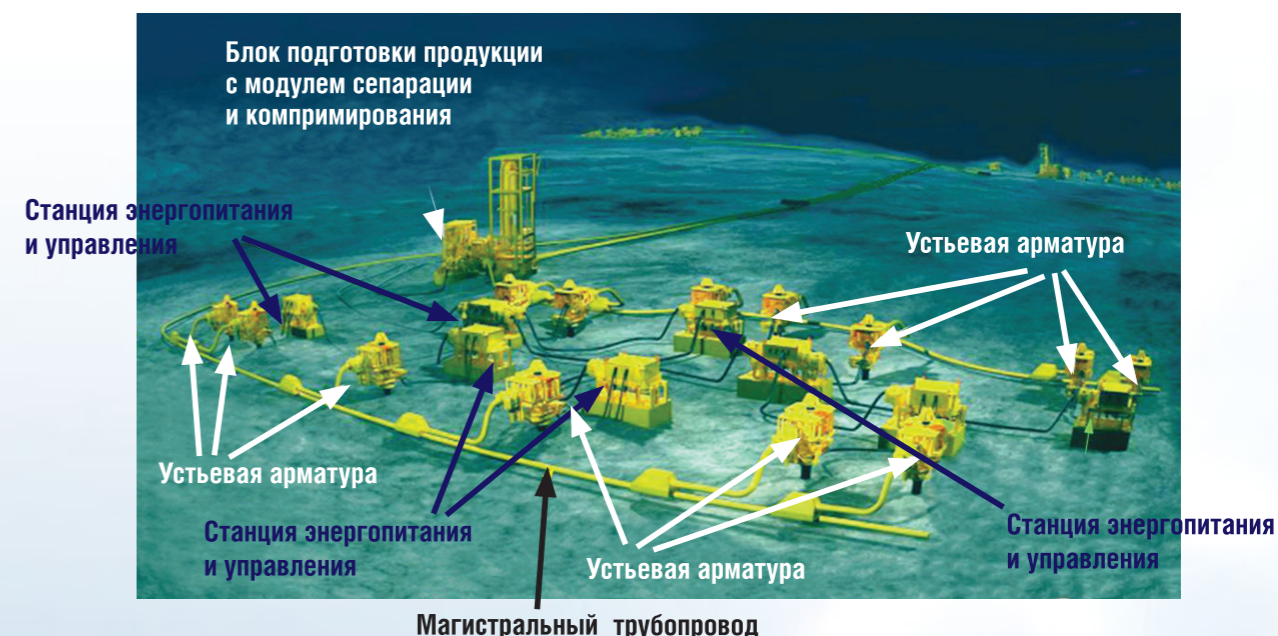


Оксана Архипова,
ДОО ЦКБН ОАО «Газпром»

По мнению ученых из Геологического общества, в Арктике сосредоточено 13% от мировых неразведанных запасов нефти и 30% неразведанных газовых запасов в мире. В пределах материковой части Арктики располагаются уникальные запасы и прогнозные ресурсы медно-никелевых руд, олова, платиноидов, агрохимических руд, редких металлов и редкоземельных элементов, крупные запасы золота, алмазов, вольфрама, ртути, черных металлов, оптического сырья и поделочных камней. В суровых климатических условиях Арктики апробированные технологии добычи углеводородов невозможно будет применить: месторождения располагаются далеко от береговой линии, транспортные коммуникации практически отсутствуют, продолжительная и очень холодная зима, полярная ночь, а толщина ледового покрова достигает двух и более метров, ему свойственна подвижность и образование торосов. Основной недостаток надводного способа освоения для применения в Арктике в технико-экономической нецелесообразности использования конструкции объектов обустройства в сложных ледовых условиях. Опыт эксплуатации искусственных островов в мелководной части Канадской Арктики показал, что их основным недостатком является сложность обеспечения защиты откосов от волновой и ледовой эрозии и до настоящего времени указанная проблема практически не решена. Применение подводных промыслов является наиболее перспективным, оно основано на использовании систем подводного заканчивания

скважин, устья которых располагаются на морском дне. Подводные промыслы могут быть полностью автономными, а также применяться в сочетании со стационарными или плавучими технологическими платформами, т.е. как комбинированный промысел. По сравнению с традиционными методами освоения данный способ целесообразно рассматривать в качестве ведущих для освоения Арктических ресурсов углеводородов. При разработке морских нефтегазовых месторождений редко применяют только один из методов, обычно используют комбинированные способы сооружения морских промыслов. Например, сочетают надводный промысел с подводным, причем надводную часть устанавливают на ледостойких платформах, на которых размещают буровые и эксплуатационные скважины, а также систему дистанционного управления оборудованием устьев подводных скважин. Более двадцати лет подводные технологии добычи и подготовки углеводородов развивались и рассматривались как наиболее многообещающие направления в освоении ресурсов Арктики. Поэтому способ применения подводных промыслов является наиболее перспективным направлением при освоении месторождений, как в условиях замерзающих, так и незамерзающих морей, с использованием оборудования подготовки и нагнетания флюидов в подводном исполнении, в том числе многофазных насосов, сепараторов, компрессорных агрегатов (рис.1).

РИС. 1. Общая схема подводного промысла для условий Арктики



Сегодня на мировом рынке среди компаний проектантов и изготовителей подводного оборудования мировое лидерство в основном у следующих компаний: FMC Kongsberg Subsea AS, Aker Solutions (Subsea), Cameron и GE Vetco. Подводное устьевое

управляемая запорная арматура; контрольно-измерительные приборы; системы управления, аварийного выключения, мониторинга за текущим состоянием. Применение подводных сепараторов может принести ощутимые преимущества, в том

В состав подводной установки разделения пластовой продукции помимо многофазного насоса и сепаратора входит устьевое оборудование для нагнетания пластовой воды в пласт и манифольд для распределения скважинных потоков. Наличие в продукции скважин значительного количества песка потребует совершенствования (модернизации) конструкции подводных сепараторов, особенно при совместном использовании с подводными агрегатами компримирования газа, в результате чего возрастают требования к качеству подготовки газа.

Способ применения подводных промыслов является наиболее перспективным направлением при освоении Арктических ресурсов углеводородов

оборудование – комплекс, обеспечивающий связь буровой установки, находящейся на плавучем основании, с устьем скважины, расположенным на дне моря, а также эксплуатацию месторождения на весь срок его освоения. Технологии подводной подготовки углеводородов существенно расширяют гибкость в добыче продукции скважин. В состав подводного комплекса подготовки продукции может входить следующее оборудование: сепаратор, теплообменник, а также центробежный газовый компрессор с электроприводом и системой охлаждения, оборудование регулирования частоты вращения привода компрессора; оборудование подачи и распределения электропитания для потребителей комплекса, дистанционно-

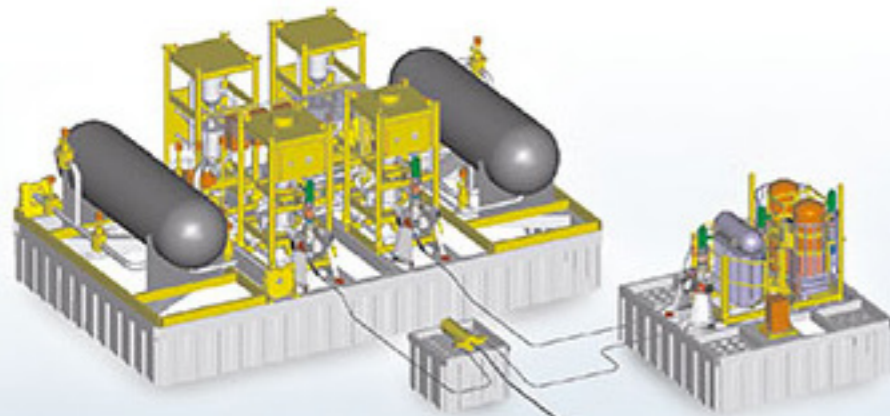
числе за счет увеличения сроков эксплуатации месторождения, повышения безопасности, предотвращения проблем загидрачивания в водоотделяющих колоннах и уменьшения размеров оборудования для подготовки продукции на платформе.



РИС. 2. Общие виды оборудования подводного компримирования продукции

Степень освоенности:
• В России – прединвестиционные исследования
• На Западе – опытные образцы

РИС. 3. Общий вид подводной установки для сепарации продукции



Степень освоенности:

- В России – прединвестиционные исследования
- На Западе – опытно-промышленное внедрение

Для целей электроснабжения подводных объектов арктических шельфовых месторождений УВ наиболее существенным условием выбора вида электростанции является географическое положение потребителей электроэнергии. При использовании подводных объектов обустройства месторождения, источник электроснабжения

автономную работу в условиях Арктического шельфа, в этом плане перспективной выглядит полностью подводная технология бурения, обустройства месторождений и транспортировки углеводородов. Несмотря на более высокую стоимость самих систем подводного обустройства месторождений по сравнению с традиционными, в последние годы количество

Для освоения ресурсов Арктики потребуются новые виды оборудования для разведочного и эксплуатационного бурения

может находиться на ближайшем побережье, платформе (стационарной или плавучей) или под водой. В настоящее время для электропередачи к морским объектам используется высоковольтная передача переменного тока ввиду простоты электрического оборудования. Шлангокабели нашли универсальное применение для обеспечения объектов подводного промысла: электроэнергией, ингибиторами гидратообразования, гидравлическими жидкостями, линией оптоволоконной для системы управления ПДК. Для освоения ресурсов Арктики, потребуются новые виды оборудования для разведочного и эксплуатационного бурения – рассчитанных на круглогодичную эксплуатацию и долговременную

месторождений, осваиваемых с использованием подводных добычных комплексов, быстро растет. Это связано со значительно меньшими эксплуатационными затратами и возможностью управления добычей с берега, без строительства и установки специальных морских добычных платформ.

Степень освоенности:

- В России – прединвестиционные исследования
- На Западе – ОК проработки

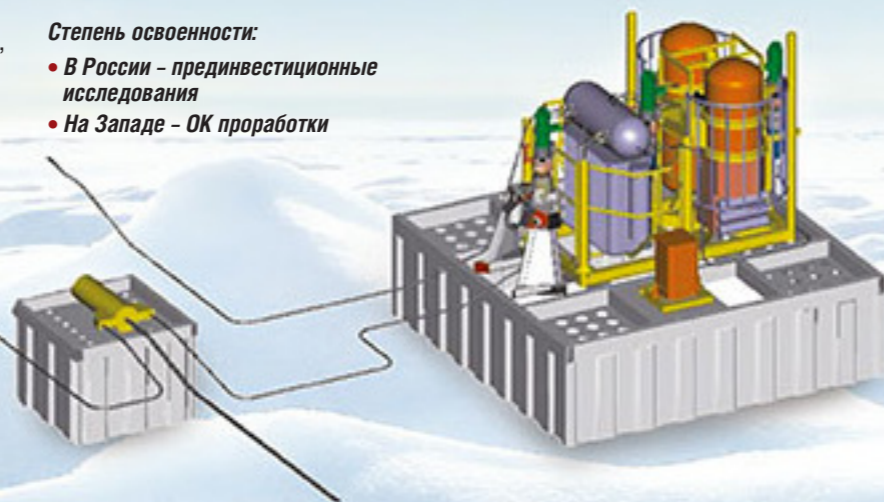


РИС. 4. Общий вид энергетической установки

Несомненным лидером в области применения подводных технологий при освоении шельфовых месторождений нефти и газа является Норвегия. Норвегия сумела одновременно создать свою национальную инновационную систему и сделать ее частью глобальной, смогла добиться того, чтобы иностранные корпорации, работающие на местном рынке, проводили локализацию своих технологий в стране или передавали их норвежским научно-исследовательским институтам.

Годовой бюджет Исследовательского совета Норвегии превышает 4 млрд. норвежских крон и финансирует одну шестую всех исследований, проводимых в Норвегии. В Норвегии реализуется несколько технических программ, которые поддерживаются и финансируются правительством страны. Среди них: PETROMAKS (правительственное финансирование проектов НИОКР для нефтяного сектора), GASSMAKS (правительственное финансирование проектов НИОКР для газового сектора), DEMO2000 (программа содействия развитию новых технологий и внедрению научно-технических разработок в практику), RENERGI (финансирует проекты экологически чистого использования энергетических ресурсов страны, обеспечения конкурентоспособности энергетического сектора), CLIMIT (программа для разработки проекта экологически чистого природного газа). Одна из разработок в рамках программы DEMO2000 – проект WS Seabed Rig – испытания прототипа

полностью автоматизированной подводной буровой установки. В 2001 году в Норвегии была принята национальная стратегия «Нефть и газ в 21 веке» (OG21), которая определила восемь целевых направлений для проведения исследований, а в 2008 году Научно-исследовательскому совету была выделена сумма в 5691 миллион крон (28 млрд 455 млн рублей) для поддержки инновационных разработок. Они включают в себя экологические технологии будущего, комплексное изучение залежей и разведку месторождений, совершенствование нефтеизвлечения, экономически

Необходимо создание института по развитию инновационных технологий добычи углеводородов при наличии общегосударственной поддержки

эффективное бурение, интегрированное производство и разработку пласта в реальном времени, подводную обработку и транспортировку, глубоководную и подводную технологии добычи, газовые технологии. Сегодня в России большинство компаний нефтегазовой отрасли финансируют лишь стадию опытно-конструкторских работ. Для проведения дорогостоящих исследований целесообразно совместное их финансирование. Для эффективного использования средств компаний было бы целесообразно проработать механизм консолидации

инвестиционных возможностей отдельных компаний. Отечественные научные подразделения, могут внести свой вклад в создании отдельных элементов подводных технологий. Однако конечная разработка соответствующих проектов потребует создания специализированного института по развитию инновационных технологий добычи углеводородов на арктическом шельфе при наличии общегосударственной поддержки. Основными проблемами, сдерживающими полномасштабное освоение нефтегазовых ресурсов арктического шельфа РФ, является отсутствие:

- технических средств для проведения ГРП;

- специальных промышленно-производственных мощностей для изготовления технических средств и оборудования;
- производственных баз обеспечения;
- специализированных научных и проектно-конструкторских организаций;
- квалифицированного персонала;
- всесторонней обоснованной концепции аварийно-спасательного обеспечения работ при освоении морских УВ ресурсов.

Создавая новую для России индустрию необходимо использовать потенциал российских научных, конструкторских и проектных организаций, приобретать передовые технологии на производство новейшего оборудования и технических средств, а также привлекать к участию ведущие зарубежные компании, в качестве субподрядчиков либо на условиях совместной деятельности. В целях реализации выше изложенного целесообразно аккумулировать организационный, технологический и финансовый потенциал государства и ведущих российских нефтегазовых компаний для координации работ по созданию новых технологий, технических средств и сооружений для освоения углеводородных ресурсов шельфа Арктики.

В данной статье в качестве иллюстраций использованы рисунки, приведенные в презентациях и интернет сайтах компаний FMCKongsbergSubseaAS и AkerSolutions (Subsea)





Рынок соединительных деталей трубопроводов – один из немногих рынков в России, потребности которого полностью покрываются отечественными производителями. Грандиозные планы крупных игроков нефтяного и газового рынков по строительству новых веток должны обеспечить производителей деталей трубопроводов заказами на долгие годы вперед. По крайней мере, так выглядит ситуация на первый взгляд. А как обстоят дела если посмотреть на вопрос более пристально?

ДЕТАЛЬНЫЙ ВЗГЛЯД НА РЫНОК СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ

РИМЕРА
ГРУППА КОМПАНИЙ



Константин Грибанов,
начальник управления
развития бизнеса,
Группа компаний «Римера»

На сегодняшний день рынок соединительных деталей трубопроводов оценивается на уровне 120 тыс. тонн. При таких объемах типоразмерный ряд данных изделий насчитывает более 300 тыс. вариаций. В наиболее общих чертах структуру рынка СДТ можно представить следующим образом. Первый сегмент – СДТ малого и среднего диаметра (32–630 мм). К этому сегменту относятся: крутоизогнутые отводы, производимые методом протяжки через роогообразный сердечник; штампованные тройники, которые производятся методом гидроштамповки, переходы и заглушки, производимые методом штамповки. Второй сегмент – отводы, гнутые токами высокой частоты (ТВЧ). К ним относятся СДТ диаметром от 108 до 1420 мм. Это штампованные детали трубопроводов, диаметр которых варьируется от 530 до 1420 мм. Также сюда относятся крутоизогнутые штампованные отводы, штампованные тройники или тройники с отбортовкой горловины, переходы и днища. Третий сегмент – трубные узлы. К ним относятся различные комбинации трубы с соединительными трубопроводными деталями, ТПА и прочими агрегатами. Диаметр – от 530 до

1420 мм. Этот сегмент составляют холодной гибки. Этот вид СДТ на 90% вынесен в условия трассовой гибки, в связи с чем в объеме не учитывается. Потенциал рынка, по крайней мере, в России и странах СНГ, измеряется его ключевыми участниками. Основные игроки рынка «Газпром», «Транснефть», и ряд крупных нефтяных компаний. Предприятия группы компаний «Римера», входящие в направление «Магистральное оборудование» обеспечивают потребность рынка продукции более чем на 40% в сегменте отводов. Завод ведет постоянную работу по расширению линейки предлагаемых СДТ. Рынок СДТ напрямую зависит от общей экономической ситуации, финансирования программ по строительству и модернизации магистральных нефте- и газопроводов, а также от цен на нефть и газ. В случае развития благоприятной экономической ситуации, можно говорить о некоем незначительном повышении объемов потребления труб и СДТ, что напрямую связано с реализацией программ строительства трубопроводов. Если же ситуация будет развиваться негативно, то рынок труб и соединительных деталей трубопроводов почувствует это на себе одним из первых. Если перенести это в реальную плоскость – сегодня ситуация на

рынке достаточно позитивна и способствует созданию комфортных условия для его развития.

Примерно 90-95% потребностей всего рынка закрывают именно российские производители соединительных деталей трубопроводов. Оставшиеся 5–10% – это исключение из правил, которое применяется не часто. К примеру, завершая определенный проект, приходит понимание того, что некоторых позиции не хватает, при этом отечественные предприятия предложить в необходимые сроки такие детали не могут. Продукция отечественного производства и клиенту обходится дешевле, нежели закупка ее за рубежом, при этом удобство форм расчетов и краткие сроки поставки оборудования являются важными факторами, положительно влияющими на принятие решения в пользу наших поставщиков.

На сегодняшний день российские предприятия полностью закрывают потребности России и стран СНГ в соединительных деталях. Ключевыми рынками сбыта, помимо России, тут являются Таджикистан, Узбекистан, Белоруссия, Украина, Казахстан. Последний, кстати, активно сотрудничает с российскими производителями, несмотря на наличие собственных предприятий. Стоит отметить, что бум строительства магистральных трубопроводов в «Транснефти» уже пройден. Однако, сейчас идет масштабное строительство проекта трубопроводной системы «Заполярье – Пурпе – Самотлор». Другой крупный заказчик, «Газпром», реализует строительство газопровода «Бованенково – Ухта», «Ухта – Торжок». В которых активное

участие принимает челябинское предприятие компании «Римера – завод «СОТ». Объемы поставок только по этому году составляют более 4000 тонн продукции на сумму более 1,5 млрд рублей. Основным объемом поставок составили трубные узлы, отводы холодного гнутья диаметром 1020 мм, отводы горячего гнутья диаметром 1020 и 1420 мм. Эти проекты в целом обеспечивают отрасль крупными заказами и диктуют спрос на продукцию. Немалое влияние оказывают и программы газификации регионов России, а также модернизация существующих и освоение новых месторождений. Одна из тенденций последнего времени, о которой также стоит упомянуть – переход первенства в части реализации крупных проектов от Транснефти к Газпрому. Если в 2006–2008 годах ситуация была совершенно противоположная – основная выручка шла именно за счет Транснефти, реализовавшей на тот момент масштабный проект «Восточная Сибирь – Тихий Океан». Напомним, это нефтепровод, который должен соединить нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с нефтеналивным портом Козьмино в заливе Находка и нефтеперерабатывающим заводом под Находкой. Реализация проекта позволит России выйти на рынки США и стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Проект в настоящий момент находится на стадии завершения. Сейчас планы по строительству газопроводов, которые реализуются «Газпромом», более амбициозны. Если же



говорить о ВИНКах, то они являются потребителями СДТ исключительно в рамках внутрипромышленных трубопроводов, строительства НХП и НПЗ и спрос на продукцию, формируемый этими компаниями зависит исключительно от того, насколько прибыльным является этот бизнес для них. К тому же, для внутрипромышленных месторождений требуется исключительно мелкие и средние соединительные детали трубопроводов. В целом ВИНКи формируют рынок СДТ, но не в той степени, в которой это делают «Газпром» и «Транснефть». Говоря о состоянии нефтепроводов в России следует отметить, что в основной массе они строились в 70-х -80-х годах. Нам досталось еще советское наследство. Но нельзя сказать, что магистраль находятся в плачевном состоянии. Существует планы, при этом как тактические, так и стратегические, в соответствии с которыми проводятся плановые ремонты. Речь не идет о некоем государственном проекте, как, например, в Саудовской Аравии (Saudi Aramco реализует проект по замене всех трубопроводов, часть оборудования поставляет MSA). Но такая работа ведется, делается это в плановом режиме, и «Газпромом», и «Транснефтью», и «Новатекком». Объемы замен достаточно масштабны, где-то меняются блоки нефтепроводов, где-то вообще прокладываются новые целиком.

В настоящее время помимо как такого производства СДТ рынок требует существенных пределов и инноваций, которые необходимы для воплощения современных высокотехнологичных трубопроводных систем. ●



МАЛЕНЬКИЕ ДЕТАЛИ ДЛЯ БОЛЬШОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Сегодня без трубопроводной арматуры невозможно организовать производственный процесс ни на одном предприятии газовой, нефтяной, химической, нефтехимической и металлургической промышленности, а также в энергетике. От этих небольших деталей зачастую зависит не только безопасная работа и функциональность трубопроводов и заводов, но также экологическая сохранность окружающей среды и жизни людей. Именно поэтому при строительстве многих промышленных объектов не последнюю роль играет соответствие арматуры необходимым требованиям и надежный поставщик

АВТОР

Светлана Веткина, ЗАО Группа Компаний «Русское снабжение»

Промышленная трубопроводная арматура общего назначения используется в самых различных отраслях. Как правило, она изготавливается сериями и предназначена для сред с часто применяемыми значениями давлений и температуры. Этой арматурой оснащаются водопроводы, паропроводы, городские газопроводы, системы отопления и т.п. Производство трубопроводной арматуры имеет сегодня хорошие перспективы, поскольку крупнейшие российские и зарубежные предприятия, имея широкие программы строительства магистральных трубопроводов, проявляют большой интерес к данной продукции. Промышленные предприятия и магистральные газопроводы предъявляют гораздо более серьезные требования к качеству арматуры. Поэтому на таких промобъектах используется арматура специального назначения, т.е. предназначенная для работы в особых, специфических условиях. К таким условиям относятся высокое давление, полярная разница в температурном режиме, коррозия,

токсичность, вязкие, абразивные или сыпучие среды. Кроме этого, есть так называемая целевая трубопроводная арматура, т.е. особо ответственная общепромышленная и специальная арматура, использование которой, как правило, задается техническими регламентами. Для работы, когда эксплуатация трубопроводов и, соответственно, трубопроводной арматуры, происходит в специфических условиях, например, на морских судах, к арматуре предъявляют еще более повышенные требования. Они касаются, в первую очередь, минимальной массы, вибростойкости и повышенной надежности. Арматура по специальному заказу разрабатывается и изготавливается по отдельным заказам на основании особых технических требований. Такую арматуру могут использовать на уникальных, не имеющих аналогов, или экспериментальных промышленных установках, например, для атомных электростанций, золотодобывающих предприятий. Именно такими, сложными, нестандартными заказами и занимается Группа Компаний Русское Снабжение.

Группа Компаний «Русское Снабжение» – крупный холдинг Волго-Вятского региона России, контрагентами которого являются 1014 предприятий в разных регионах России, странах ближнего и дальнего зарубежья, со многими из которых партнерские отношения делятся более 10 лет – с начала основания холдинга. С начала своего основания, компания осуществляет оптовую поставку трубопроводной арматуры для строительства и ремонта трубопроводов, используемых в нефтяной, газовой, нефтехимической, химической и атомной промышленности. В частности, предприятие специализируется на поставках нестандартного оборудования:

- Толстостенные отводы, переходы, тройники;
- Точеные переходы и тройники с Ду = 15 мм до Ду = 820 мм;
- Эксцентрические переходы
- Переходы через размер. Например: 89 × 32, 273 × 159, 325 × 219, 426 × 219, 720 × 426, 820 × 530;
- Нестандартные диаметры и геометрия



(Например, Отводы с Ду630 с радиусомгиба 1,5 Ду или Отводы Ду426 с радиусомгиба 1 Ду;

- Изделия с геометрией по ANSI, DIN;
- Гнутые отводы горячего гнутья – ОГ и холодного гнутья – ГО;
- Калачи (отводы 180°);
- Трубные сборки;
- Изделия из специальных сталей: сталь 20 (допускается изготавливать сталь 20 с улучшенными свойствами) 09Г2С; 17ГС; 17Г1С; 10Г2; 17Г1С-У; 15Х5М; 15Х5М-У; 12ХМ; 14Х17Н2; 15ХМ; 15Х1М1Ф; 15Х5ВМ; 12Х1МФ; 25Х1М1Ф; 20Х3МВФ; 25Х1МФ; 30ХМА; 08Х13; 08Х18Н10Т (AISI 321); 03Х18Н11; 12Х18Н10Т; 12Х18Н9Т; 12Х1ВН10Т; 10Х17Н13М2Т; 10Х17Н13М3Т; 03Х17Н14М3; 03Х17Н15М3Т; 10Х18Н10Т; 04Х18Н10; 03Х18Н11; 03Х18Н12; 03Х23Н6; 08Х18Н10 (AISI 304); 12Х18Н9; 12Х18Н12Т; 08Х18Н12Т; 09Х16Н4Б; 03Х19Н13М3; 03Х21Н21М4ГБ; 15Х18Н12С4ТЮ; 20Х23Н18 (AISI 310); 20Х25Н20Ц; 10Х23Н18 (AISI 310S); 08Х22Н6Т; 06ХН28МДТ; 13ХФА; AISI 317L; AISI 316; AISI 316L; AISI 316Т1; AISI 309 и из других селективных, жаропрочных и нержавеющих сталей;
- Опоры, подвесы и металлоконструкции любой сложности;
- Изделия по чертежам заказчика;

Трубопроводная арматура, производимая Компанией «Русское Снабжение», отвечает

всем необходимым стандартам. Благодаря заключенным дилерским соглашениям с заводами производителями на поставку продукции, которую компания не производит, но которая может потребоваться клиентам, предприятие имеет возможность комплексно поставлять широкий спектр продукции, соответствующую всем мировым стандартам, необходимую для строительства и ремонта, в самые кратчайшие сроки. Благодаря отличной организованности и слаженности в работе сотрудников Компании Русское Снабжение был во время и полностью исполнен заказ инжиниринговой компании Группа Е4, которая выступает генеральным подрядчиком выполнения работ по строительству Няганской ГРЭС, которая будет построена на территории Урайско-Няганского региона Ханты-Мансийского автономного округа в 2012 году. Возведенная станция будет обеспечивать энергетическую безопасность региона в период резкого повышения темпов добычи нефти и газа и возникающего при этом роста потребления энергии. В адрес ЗАО Группы Компаний Русское Снабжение пришла срочная заявка от Группы Е-4 на 131 позицию (Отвод 08(12)X18H10T 15OCT 24.125.03-89; Переходник 60,3×3,9-57×3,5-100 20 01N097-10UMC-1121-TD л.4; Труба 530×8 08X18H10T ТУ 95.349-91 и т.д.) Большинство заказанных позиций – точеные изделия из специализированных нержавеющих сталей по чертежам заказчика,

все позиции заказные или редкие, многие позиции Компании пришлось заказать у других производителей, с которыми заключены дилерские соглашения. Условия по срокам поставки были 2 недели, что крайне сложно, а для многих поставщиков просто невозможно. Но Группа Компаний Русское Снабжение взяла на себя ответственность за поставку и за клиента. Заказ размещался на 5 заводах с пометкой срочно. Работа велась день и ночь. Были трудности с загруженностью производств, переговоры велись на уровне генеральных директоров. Доставка готовой продукции осуществлялась различным транспортом, в том числе самолетом. И не подвели, пополнив счет Компании еще одним выполненным заказом для стратегического объекта и постоянного клиента. Прделано огромное количество работы, для того, чтобы клиент вел строительство без задержек и сдал объект в срок. Благодаря именно таким профессионально выполненным поставкам Группа Компаний Русское Снабжение состоит в реестре Стройтрансгаза и Роснефти. Аналогичные поставки нестандартного оборудования ЗАО ГК «Русское Снабжение» осуществляет на крупные производственные объекты России, Казахстана, Узбекистана, Сингапура, Кыргызстана, Азербайджана, Монголии, Латвии, Белоруссии, Украины, Дании, Гвинеи, Хорватии и других стран. ●



НАДЕЖНОСТЬ КРОЕТСЯ В ДЕТАЛЯХ

Арматура – неотъемлемая часть любой трубопроводной системы. При работе в различных системах арматура подвергается разнообразным воздействиям: высоким и низким температурам, вибрациям, давлению и т.д. Поэтому, к арматуре предъявляют особые требования, основные из которых, долговечность, прочность, коррозионная стойкость и взрывобезопасность. При этом, арматура должна иметь невысокую себестоимость, чтобы быть конкурентоспособной на рынке. Как добиться соответствия всем этим параметрам и обеспечить экономическую эффективность от ее использования при эксплуатации магистральных газопроводов?



Евгений Трофимов,
генеральный директор,
ООО «Орггазнефть»

До недавнего времени запорную арматуру на линейной части трубопроводов надлежало размещать на расстоянии, определяемом расчетом, но не более 30 км. Долгие годы трубопроводную арматуру рассматривали как технологическое устройство обеспечивающее исключительно безопасность функционирования магистральных газопроводов и компрессорных станций при эксплуатации и проведении ремонтов. После того, как газ стал реальным энергетическим рыночным товаром и его значительные потери из-за несвоевременного перекрытия линейной части магистральных газопроводов из-за неудовлетворительной работы трубопроводной арматуры стали наносить значительный экономический ущерб Газпрому, требования к уровню эксплуатации трубопроводной арматуры резко возросли. Это не замедлило сказаться на разработке новых нормативных



материалов по эксплуатации и диагностированию трубопроводной арматуры, а также установлению предельного времени перекрытия трубопроводной арматуры при разрыве газопровода (технологического или в результате несанкционированного воздействия). Практически на всех магистральных газопроводах в настоящее время обеспечена технологическая возможность дистанционного управления линейной трубопроводной арматурой. Следует заметить, что термины «трубопроводная арматура» и «запорная арматура» в нормативной литературе, в частности, в ПЭ МГ, имеют одинаковый смысл. Технический уровень оборудования определяется, в основном, его надежностью, степенью автоматизации, а также экономичностью и эффективностью. Трубопроводная арматура является восстанавливаемым объектом, подвергающимся техническому обслуживанию и ремонту. Как и все эксплуатируемое на магистральных газопроводах технологическое оборудование трубопроводная арматура подвергается диагностическому обследованию. Иными словами, поддержание запорной арматуры в работоспособном состоянии требует определенных трудозатрат, как эксплуатационного персонала, так и подрядных организаций. В связи с этим степень автоматизации определяется долей трудоемкости автоматизированных операций от полной трудоемкости



ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПОСТАВКА:

- **уплотнительных паст** марки 131-435 КГУ для ликвидации утечек газа, нефти, пара, воды, аммиака и др. через трубопроводную арматуру;
- **технических жидкостей** ПМС-20 КГУ для запорной арматуры газопроводов;
- **набивочных устройств** НВМа-500м и НВМр-500м для паст и смазок;
- **гидравлических насосов** для шаровых кранов магистральных трубопроводов ГН-350, ГН-350-1, ГН-450.
- **Оказание инжиниринговых услуг:** экспертиза промышленной безопасности



Тел./факс: (495) 718-17-33, 600-45-14
117312 Москва, ул. Ферсмана, 5А
E-mail: ogn@inbox.ru, info@orggazneft.com

www.orggazneft.com

операций сбора, преобразования, передачи, распространения информации и управления. Степень автоматизации всегда меньше единицы и чем она выше, тем более совершенным является технологическое оборудование, т.е. конструктивно оно выполнено так, что все трудозатраты для обеспечения нормального функционирования запорной арматуры сводятся к минимуму. Особенность функционирования трубопроводной арматуры заключается в том, что на линейной части она находится в режиме ожидания, который по условиям режима работы магистральных газопроводов может длиться более года. И когда дистанционно поступает команда на закрытие крана он должен, по своему техническому состоянию, перекрыть газопровод.

Удовлетворительное техническое состояние трубопроводной арматуры определяется регулярным техобслуживанием и выполнением диагностического обследования все результаты которого заносятся в журнал техобслуживания трубопроводной арматуры. Для обеспечения работоспособности трубопроводной арматуры, в соответствии с ПЭ МГ затворы линейной запорной арматуры многониточных газопроводов полностью переставляют в положение «закрыто»-«открыто» два раза в год: при подготовке объектов к осенне-зимнему и весеннему периоду эксплуатации. Краны узлов подключения компрессорных станций (обводного, входного и выходного газопроводов) переставляют один раз в год при плановой остановке цеха. Общий срок службы трубопроводной арматуры составляет не менее 30 лет (есть газопроводы, в которых запорная арматура служит около 50 лет), а уплотнения из мягких материалов (резины, фторопласта и т.п.) и уплотнений затвора и корпуса по сопряжению «металл по металлу» – 15–20 лет. Для восстановления работоспособности уплотнений (и соответственно крана) в них регулярно через подводящие каналы набивают смазки, пасты. Наличие пасты в уплотнительных узлах арматуры и в подводящих каналах позволяет, как минимум в два раза, продлить срок службы арматуры, сократить (или полностью исключить)

потери транспортируемого продукта, повысить безопасность эксплуатации и обеспечить экологическую чистоту объектов. Особенно остро при эксплуатации магистральных газопроводов стоит проблема обеспечения герметичности кранов и она может обостриться при выполнении плановых в соответствии с п. 5.7.18 ПЭ МГ перестановок кранов в присутствии эксплуатационного персонала в независимости от наличия телеуправления. Здесь технологически разумно (один раз в год) использовать для набивки уплотнения крана специальную пасту ООО «Орггазнефть» (г. Москва), как имеющую значительный ресурс и при этом существенно ниже стоимости подобных зарубежных паст. Эта паста уплотнительная конденсатостойкая 131-435 КГУ вошла в реестр материалов, разрешенных к применению в Газпроме в соответствии с п. 5.17.11 ПЭ МГ. Использование таких специальных паст следует рассматривать



как техническое решение по временному (и неоднократному) восстановлению герметичности кранов. Это относится к тем кранам, в которых конструктивно предусмотрена набивка уплотнительных материалов. Вырезка негерметичных кранов больших диаметров может быть перенесена на неопределенный срок при использовании уплотнительных паст Орггазнефть. Такой подход обеспечивает также необходимую экономическую эффективность работы. При продлении срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов возник вопрос о продлении этого срока и для запорной арматуры. Опыт проведения экспертизы промышленной безопасности магистральных газопроводов в разных регионах страны с 2003 по 2011 гг. показал, что при продлении срока безопасной эксплуатации последних запорная арматура никак не лимитирует проведение ЭПБ. Проблема только в устранении протечек газа больше допустимых норм для классов герметичности по ГОСТ 9544-2005 или негерметичности по отношению к внешней среде вследствие износа уплотнительных элементов. Этот недостаток легко устраняется применением уплотнительных паст (смазок) и его можно применять неоднократно. Следует отметить, что Газпром резко ужесточил требования к техническому обслуживанию трубопроводной арматуры и выполнение этих работ в газотранспортных компаниях организуют и контролируют группы запорной арматуры инженерных центров. ●

В настоящее время требования к качеству проведения техобслуживания и регламентных работ по трубопроводной арматуре достаточно полно отражены в государственных и отраслевых нормативных документах: СНиП 2.05.06-85; Правила эксплуатации МГ. СТО Газпром 2-3.5-454-2010; Порядок проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры. СТО Газпром 2-2.3-385-2009; Методика оценки ресурса запорно-регулирующей арматуры магистральных газопроводов. СТО Газпром 2-4.1-406-2009; Национальный стандарт ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Введен в действие с 01 июля 2012 г. взамен ГОСТ 9544-2005 «Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов».



Нам есть чем гордиться!



ОМК — единственный российский поставщик труб для подводного проекта Nord Stream



www.omk.ru



КАПИТАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОТИВ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ



Валерий Суринович,
ООО «Экспертсервис»



Евгений Трофимов,
генеральный директор,
ООО «Орггазнефть»

О возможности повышения капитализации ОАО «Газпром» при использовании технических решений по повышению надежной и длительной работы магистральных газопроводов не приспособленных к проведению внутритрубной диагностики

В настоящее время в ОАО «Газпром» одновременно функционируют трубопроводные системы и объекты построенные 40–50 лет назад, новые – сооруженные по современным технологиям. Возрастной состав эксплуатируемых объектов определяет основную проблему – это совместимость старых и новых требований к надежности и работоспособности магистральных газопроводов (МГ). Введение жестких норм безопасности потребует срочной реконструкции или замены «старых» объектов, которые могут оставаться работоспособными и безопасными. Объекты-долгожители, несмотря на их относительно низкие производственные показатели, имеют особое значение для регионов. Международный опыт свидетельствует, что основные проблемы регулирования безопасности производственных объектов нефтегазового комплекса решаются принятием ряда организационных и технических мер, реализация которых одновременно повышает и конкурентоспособность нефтегазовых компаний, и, что не менее важно, эффективность действий надзорных органов.

На данный момент протяженность газопроводов различного назначения «Газпрома» технически не приспособленных к внутритрубной диагностики составляет 39,9% от общей. При этом основная доля таких газопроводов приходится на газопроводы-отводы (ГО) – 36428,5 км или 82% от общей протяженности ГО. Для ГО основными видами обследования являются комплексная электрометрия и приборное обследование технического состояния металла труб в контрольных шурфах. При минимальном объеме таких обследований достаточно трудно оценить реальное техническое состояние ГО.

Авторы утверждают, что нынче подходы к выбору объектов капитального ремонта для ГО в целом бессистемны и практически отсутствуют. Опыт показывает, что газопроводы с Ду 400 мм и менее ремонтировать методом переизоляции экономически нецелесообразно. Эти газопроводы, как правило, имеют одноточечное исполнение и часто не могут быть отключены на длительный период по условиям газоснабжения потребителей. Такие газопроводы рекомендуется заменять.

Сегодня очевидно, что капитальный ремонт является основным методом по обеспечению работоспособности и надежности газотранспортной системы «Газпром». При этом для поддержания работоспособности газопроводов объемы капитального ремонта требуют корректировки на ближайшую перспективу в сторону увеличения ориентировочно до 4,0–4,5 тыс. км/год, в т.ч. необходимость ежегодного ремонта ГО 1,5–2,0 тыс. км/год с тенденцией поэтапного увеличения.

Способ определения допустимого (предельного) срока безопасной эксплуатации МГ и ГО, не приспособленных к пропуску снарядов-дефектоскопов, основан на патенте и его реализация требует выполнения специальных работ на испытательном стенде с трубой вырезанной из газопровода, которая по данным предремонтного обследования и экспертизы промышленной безопасности находится в неудовлетворительном техническом состоянии и может быть предназначена для вырезки. По нашему представлению, оборудовать МГ в этом случае камерами приема-запуска не потребуется. В дальнейшем эксплуатация МГ или его участка, а также ГО, выполненных из малоуглеродистых или низколегированных сталей производится в соответствии с ПЭ МГ и выполнением необходимых

ТАБЛИЦА. Влияние оценка риска бизнеса на капитализацию компаний

Название корпорации; сфера деятельности; страна	Место по рейтингу FORBES крупнейших компаний/ Рыночная капитализация (млрд \$)					
	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Exxon Mobil нефтегазовая корпорация (США)	1 место/ 371.631	1 место/ 429.566	1 место/ 452.506	4 место/ 308.506	2 место/ 417.166	1 место/ 417.200
ОАО «Газпром» нефтегазовая корпорация (Россия)	10 место/ 196.337	6 место/ 245.911	4 место/ 299.764	16 место/ 133.764	33 место/ 133.600	15 место/ 190.800
Royal Dutch Shell нефтегазовая корпорация (Нидерланды)	7 место/ 211.274	10 место/ 214.018	9 место/ 222.110	8 место/ 169.110	19 место/ 168.000	8 место/ 228.100
BP (British Petroleum) нефтегазовая корпорация (Великобритания)	5 место/ 233.259	11 место/ 208.643	16 место/ 195.667	14 место/ 167.0	18 место/ 169.000	37 место/ 136.900

диагностических работ. Выполнение работ на основе предложений на «старых» МГ эксплуатируемых 30 и более лет обеспечит необходимый уровень технического состояния и надежности на участках ЕГС «Газпром» на ближайшие 20–25 лет. Методика выполнения работ согласовывается (утверждается) Ростехнадзором в рамках дополнения к п. 6 «Порядка продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах». Уже к 1990 г. на основе анализа статистики аварий газопроводов больших диаметров, их переиспытаний и диагностики стало ясно, что без принятия радикальных мер по борьбе с коррозионным растрескиванием труб под напряжением (КРН) аварийность газопроводов по причине стресс-коррозии будет существенно возрастать с увеличением срока их эксплуатации. Сложившаяся ситуация выдвинула проблему борьбы с КРН в ряд основных проблем отрасли. И сейчас внутритрубная диагностика (ВТД) МГ стала основным средством в определении технического состояния МГ и без ВТД немыслимо решение проблемы обеспечения эффективности, надежности и безопасности МГ. Особенно это относится к МГ, подверженным стресс-коррозионным разрушениям, где ВТД реально носит предупредительный характер. Для оценки и прогнозирования несущей способности трубопроводов большое значение имеет степень точности измеряемых параметров дефектов.

Для целей тарирования дефектов в ОАО «ЦТД Диаскан» в 2000 г. создан испытательный полигон из 3-х кольцевых трубопроводов диаметром 530, 720 и 1220 мм. На трубопроводах испытательного стенда нанесено 5000 дефектов различных типов с заданными параметрами для целей метрологической сертификации и калибровке внутритрубных приборов. В 1999 г. для отрасли был создан первый снаряд-дефектоскоп – снаряд поперечного намагничивания для определения стресс-коррозионных трещин как самых опасных дефектов – зон продольных трещин. Начиная с 2002 г. практически 100% объемов диагностики трубы Ø 1400 проводится с обязательным применением снарядов ДМТП-1400 (TF1) на определение зон продольных трещин. С появлением высокоэффективной технологии обнаружения опасных дефектов в общей сложности было выявлено около 2,5 млн. дефектов глубиной не более 10% от толщины стенки, в т.ч. более 10 000 мест стресс-коррозионных повреждений, которые были вырезаны. Конечно, не представляется практической возможности вырезать все дефекты. На основе методики НПО «Спецнефтегаз» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по оценке опасности дефектов определяются наиболее опасные дефекты, которые вырезаются или выборочно отремонтированы. Но в стенках газопроводов остается основная масса дефектов, которые

при их увеличении до опасных вырезаются или демонтируются по результатам очередного ВТД (и так может продолжаться достаточно долго). Автор утверждает, что одним из главных показателей успешной работы корпорации является рост стоимости акций (на мировом рынке) и возросшая капитализация. В основе стабильной работы компании лежит управление рисками. Процесс управления рисками позволит снизить размер возможных потерь и убытков, но безусловно не может свести их к нулю. Рассмотрим колебания капитализации крупнейших компаний мировой экономики в течение предшествующих 3–5 лет. В основном, это компании нефтегазового бизнеса. По данным рейтинга 500 крупнейших компаний, ежегодно публикуемого в журнале «FORBES» (таблица), можно проследить динамику развития: стабильность, рост развития и даже падение рейтинга крупнейших компаний мировой экономики.

Наше предложение по определению предельно допустимого срока безопасной эксплуатации «старых» МГ, ГО основано на патенте и направлено на повышение капитализации «Газпрома», т.к. предусматривает особые технические процедуры обеспечения надежной и стабильной работы МГ и ГО без их переизоляции и капитального ремонта в течение 20–25 лет. ●



ДЕЛО – ТРУБА

КОГДА ВОССТАНОВИТСЯ РЫНОК МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА?

Необходимость транспортирования большого количества нефти и газа от мест добычи к месту хранения и переработки все больше стимулирует развитие трубопроводного транспорта. Для углеводородов трубопроводный транспорт является основным видом транспорта в нашей стране. Он наиболее экономичен, экологически безопасен, легко автоматизируется и т.п. Система транспортировки нефти в России начала создаваться в послевоенные годы, но свое окончательное оформление получила к началу 90-х. В то время ее протяженность составляла 66200 км. Эта система обеспечивала выход на международные рынки через морские терминалы на Чёрном (Новороссийск, Туапсе, Одесса) и Балтийском (Вентспилс) морях. В современных экономических условиях, когда основным бюджетообразующим направлением является экспорт сырья и энергоносителей, по-новому оценивается роль магистрального транспорта нефти и газа в перспективах развития России. Как сегодня эксперты оценивают состояние рынка магистральных труб большого диаметра в России?



Андрей Лобазов,
аналитик,
Альфабанк

– Какова сегодня ситуация на рынке магистральных труб большого диаметра?

– Российский рынок труб большого диаметра представлен четырьмя основными производителями – ТМК, ОМК, ЧТПЗ и Северсталью. Приблизительные номинальные мощности у основных производителей – ТМК порядка 1.1 млн тонн (примерно 25% от российских мощностей), ОМК около 2 млн тонн (примерно 43% от общего количества мощностей). Реальные объемы производства в тоннах подсчитать затруднительно ввиду различия параметров производимых труб, например, таких как толщина стенки.

– Какие основные тенденции последнего времени, характерные для этого рынка можно отметить?

– Пик потребления труб большого диаметра пришелся на вторую половину 2010 и первую половину 2011 годов, когда ежемесячные объемы достигали 450 тыс. тонн. После завершения крупных проектов Газпрома и Транснефти, начиная с июля 2011 года, наблюдается существенная стагнация – объемы потребления постепенно снижались и сейчас составляют приблизительно 100–150 тыс. тонн в месяц.

Производственные мощности основного оператора – «Транснефти»

- Протяженность магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов около 70 тыс. км.
- 5 морских нефтяных терминалов: Приморск (Балтийское море), Усть-Луга (Балтийское море), Новороссийск и Туапсе (Черное море), Козьмино (Японское море)
- 487 нефтеперекачивающих станций, в т.ч.: 412 станций, перекачивающих нефть, 75 станций, перекачивающих нефтепродукты, 1810 резервуаров общей емкостью 21,77 млн. куб. м



СХЕМА магистральных нефтепроводов Транснефть

РИС. 1. Маршрут Южного Потока (четырёхниточный газопровод с проектной производительностью 63 млрд. м3 в год; протяженность маршрута составляет 925 км)



– Какую оценку можно дать российским производителям, какое место они занимают на мировом рынке?

– В плане качества труб Российские производители практически не уступают иностранным конкурентам.

– Какова ситуация с объемами производства, экспортом и импортом?

– В 2011 году объемы потребления труб большого диаметра в РФ составили 3,5 млн. тонн. Российские потребители произвели 2,9 млн тонн из которых 2,6млн было отгружено на внутренний рынок. Импорт составил 0,9 млн тонн. Внутренние производители защищены импортными пошлинами, которые должны снизиться с вступлением России в ВТО. На сегодняшний день в Россию импортируются трубы большого диаметра из разных стран, в т.ч. из Украины и Японии.

– Что можно сказать об отрасли потребления, насколько нефтегазовые мейджеры обеспечивают заказами?

– Газпром, основной потребитель труб большого диаметра, ведет закупки через трейдинговые компании, одной из основных является «Северный Европейский Трубный Проект» братьев Роттенбергов. Структура закупок непрозрачна и вызывает критику со стороны регулирующих органов (ФАС). Основной приоритет отдается Российским компаниям, это отчетливо заметно в условиях слабого спроса – импорт фактически снизился до нуля.

– С какими основными проблемами приходится сталкиваться производителям?

– Слабый спрос, высокие цены на сырье и конкуренция со стороны иностранных производителей.

– Каков ваш прогноз развития рынка на обозримую перспективу?

– Спрос на трубы большого диаметра вряд ли восстановится в 2012 году и, скорее всего, останется на текущих уровнях. Дальнейшие перспективы будут целиком и полностью зависеть от крупных проектов нефтегазовой отрасли, таких как Южный и Северный Поток, которые в совокупности могут увеличить ежегодное потребление приблизительно на 1 млн. тонн.

Основы развития магистральных нефтепродуктопроводов заложены в следующих программных документах: Программа развития нефтепродуктопроводов в Российской Федерации, представленная Минэнерго РФ; Программа стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 года.

Принципы развития магистральных нефтепродуктопроводов:

- мониторинг фактической реализации планов нефтяных компаний по модернизации и строительству НПЗ;
- учет потребностей крупных центров потребления в нефтепродуктах (с разбивкой по типам продуктов, их качественным характеристикам, способу поставки, стоимости транспортировки, прогнозу потребления в будущем);
- учет экономической эффективности поставок как для производителей, так и для потребителей продукции;
- предоставление нефтяными компаниями гарантий по заполнению трубопроводов, в том числе на условии «качай или плати».

РИС. 2. Схема газопровода Северный поток (протяженность 1224 км, 2 нитки)



газоизмерительная станция компрессорная станция

В 2011 году по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» транспортировалось 453 млн. тонн нефти, с учетом транзита нефти соседних государств – 474 млн. тонн. Объем транспортировки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам составил более 30 млн. тонн. В 2012 году объем перекачки не снижается.

В перспективе, для реализации проектов Транснефтепродукт в целом потребуются строительство около 2280 км линейной части, строительство 11 и реконструкция 5 перекачивающих станций, а также строительство 720 тыс. куб. м. резервуарной емкости.

ЭРА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ

КАК К НЕЙ ИДУТ В КОМПАНИИ HONEYWELL

Мобильность современного мира, частота сменяемых друг друга процессов, необходимость передачи информации в режиме on-line на тысячи километров определили один из основных векторов развития технической мысли. Сегодня на рынке нефтегаза нет ни одной компании, которая не использовала бы автоматизированные системы управления на своих производствах, зачастую находящихся в разных часовых поясах. Но, не смотря на всю очевидность того, что в условиях растущего рынка основным конкурентным преимуществом предприятий являются передовые технологии автоматизации, российские компании в этой сфере все еще значительно отстают от своих западных коллег. Тем не менее, это, а также уже имеющаяся база автоматизации, позволяющая внедрять современные высокотехнологичные системы управления более высокого уровня делают российский рынок одним из самых привлекательных для иностранных компаний, работающих в России. Какова их стратегия и видение перспектив? На эти и другие вопросы **Neftegaz.RU** отвечает генеральный директор компании Honeywell в России **Леонид Рафаилович Соркин**



Леонид Соркин,
генеральный директор,
Honeywell

– Леонид Рафаилович, компания Honeywell работает на российском рынке с 1974 г. Что изменилось за это время?

– Изменения произошли очень серьезные. Из торгового представительства крупнейшей американской корпорации, российское представительство Honeywell превратилось в полноправного участника рынка, имеющего долгосрочные партнерские отношения со всеми главными потребителями на рынке, располагающего собственными инженерными и научно-исследовательскими центрами. Компания установила прочные связи с высшими образовательными учреждениями. В частности, ведется сотрудничество с базовой кафедрой Московского физико-технического института (государственный университет), также у нас крепкие связи с Российским Государственным Университетом Нефти и Газа им. И.М. Губкина, и др. Таким образом, сильная научная основа позволила создать реально работающую технологическую структуру. Кроме того, компания располагает в России собственным производством. Все больше российских компаний осознают необходимость инвестировать

в развитие промышленной автоматизации, и с расширением этого рынка расширяется присутствие на нем компании Honeywell.

– С кем приходится конкурировать в этом сегменте?

– В России Honeywell конкурирует с теми же компаниями, с которыми конкурирует и на мировом рынке, т.е. с международными корпорациями, а не с российскими производителями.

– Насколько промышленные потребители заинтересованы в потреблении продукции компании?

– Заинтересованы. Отрасли промышленности прошли колоссальный путь. Еще 10–15 лет назад они выглядели в этом вопросе весьма отставшими с точки зрения оптимизации производства, в отличие от аналогичных зарубежных предприятий. Сегодня предприятия оснащены и базовыми системами управления, и, что очень важно, их продвинутыми, «умными» надстройками, т.е. системами оперативного диспетчерского управления, тренажерами.



подобного рода системы. Это новое веяние, в 90-е годы такого не было.

производств. О каком поколении этого продукта можно говорить сегодня?

– Honeywell присутствует на этом рынке с самого его зарождения, компания была одним из создателей промышленной автоматизации. В России до сих пор есть объекты, эксплуатирующие первые системы автоматизации, которые были созданы на этапе становления отрасли в 70-х гг. XX в. В Honeywell

– В усовершенствовании продукта, на что сегодня делается акцент?

– На повышение эффективности активов. Приобретая эти решения, заказчики делают свои производства более прибыльными, энергоэффективными, уменьшают стоимость производственных затрат, т.е. оптимизируют свои производства. Появляется возможность выпускать сырье

– Это динамичный рынок, на котором постоянно появляются новые продукты. Как относятся компании к обновлению в этом сегменте, насколько готовы вкладываться?

– Наши клиенты – это крупные и очень крупные компании. По самой природе своей техники мы не работаем с маленькими производствами, им не требуются мощные системы такого рода, мы говорим о таких областях промышленности, как нефтяная, газовая, химическая, где все технологические объекты крупные. Все эти отрасли готовы к принятию требуемых временем инноваций в области автоматизации управления производством и готовы вкладываться, понимая важность этого процесса. Эти компании постоянно модернизируются, вводят новые мощности, а, следовательно, применение новых систем управления является залогом их успеха.

– Изначально, системы автоматизированного управления производством выглядели несколько иначе, чем сегодня, потом они развивались, соответствуя динамике развития

Компания, однажды купившая продукт Honeywell, пользуется всеми новшествами, которые появляются на рынке

организована специальная система поддержки таких объектов. Компания, однажды купившая продукт Honeywell, пользуется всеми новшествами, которые появляются на рынке. Существует целая программа обновления продукта, которая предполагает, что компании уже не требуется самой отслеживать и приобретать ноу-хау. Если говорить о новом поколении промышленной автоматизации, то генерацией можно считать то, что выше уровня базовой автоматики. Последние несколько лет промышленные предприятия активно приобретают и внедряют

лучшего качества и более дорогое из того же набора сырья. Например, когда в 90-е гг. на предприятии меняли старые климатические системы на новые, то полностью меняли и технику. Новое оборудование было более современное, надежное и компактное, но при этом, оно не приносило нового качества. Когда система управления строится на микропроцессорах, появляется возможность ставить «умные» надстройки. В качестве примера можно упомянуть системы, которые осуществляют моделирование технологических

Honeywell поддержала государственную инициативу и приняла решение разместить центр в Сколково, где планирует, в первую очередь, развивать те направления, которые относятся к кластеру энергосбережения и инновационных технологий

процессов, поддержание наиболее эффективных режимов и т.д. Иными словами то, что приносит новое качество управления. В чем оно выражается? Например, для выпуска определенного вида продукции из данного сырья требуется меньше затрат энергии, или из этого сырья можно получить более качественную продукцию с большей прибавочной стоимостью. Таким образом, повышается прибыль компании и эффективность производства, а происходит это за счет «интеллектуальных» систем управления.

Следует отметить, что промышленная автоматизация – очень наукоемкое направление, поэтому первостепенное внимание в компании уделяют развитию исследовательской базы. В марте Honeywell подписала соглашение со Сколково и приняла на себя обязательство разместить там центр на 50 человек.

– Расскажите подробнее о проекте.

– В области научных разработок в России мы занимаемся так называемым «усовершенствованным управлением» во всех направлениях. Правительство России выступило со Сколковской инициативой и создало определенные льготы для тех компаний, которые ведут свои

исследования по приоритетным направлениям: информационные технологии, энергосбережение, биомедицина, ядерная физика и космос. Центры, занимающиеся разработками в этих направлениях, могут размещаться в Сколково, что выгодно и корпорациям, и государству, как субъекту, стремящемуся создать систему для развития инновационного процесса в России. Корпорация Honeywell поддержала эту государственную инициативу и приняла решение разместить свой центр в Сколково,

Сейчас отрасль автоматизации стоит на пороге третьего важного шага – появления беспроводных систем

где планирует, в первую очередь, развивать те направления, которые относятся к кластерам энергосбережения и инновационных технологий. Но в связи с тем, что компания ведет работы и в других выше обозначенных приоритетных сферах, возможно, мы будем развивать и их на базе Сколково.

– Как строится работа Honeywell с региональными научными центрами?

– В России у компании есть свой персонал, есть инженерные

партнеры, интеграторы. Компания работает с крупными проектными институтами. Те, кто работают в Европе, сотрудничают с местными научными центрами. Если какая-то новая разработка появляется в европейском центре, с которым работает корпорация Honeywell, то она является собственностью компании и попадает на российский рынок.

– Для вас, как ученого, какое достижение Honeywell в области промышленной автоматизации кажется наиболее значимым?

– Тренажеры и система обучения персонала с целью повышения безопасности ведения технологического процесса, на мой взгляд, наиболее важные из всех внедренных решений корпорации

Honeywell. Большая заслуга в этом принадлежит российским специалистам корпорации.

– На ваш взгляд, с чем будет связан следующий этап качественных преобразований в технологиях промышленной автоматизации?

– В 70-х гг. вывод на рынок микропроцессорных систем управления технологическими процессами был существенным шагом в преобразовании техники автоматизации. Затем, в систему управления начали вводить высокоинтеллектуальные компоненты, а именно, системы усовершенствованного управления технологическими процессами, широко внедрялись и внедряются методы математического моделирования и оптимизации, средства обучения персонала. Вывод этих продуктов на рынок стал вторым шагом. Сейчас отрасль автоматизации стоит на пороге еще одного важного шага – появления беспроводных систем. Технически эта идея уже получила реальное исполнение, и не только в лабораториях – разработки доступны для коммерческого сегмента. Но от создания техники производителем до массового внедрения в производство проходит определенное время. ●



ПРОИЗВОДСТВО ГНУТЫХ ОТВОДОВ • ТРЕХМЕРНАЯ ГИБКА ТРУБ

Для магистральных трубопроводов на давление Pp до 10,0 МПа и промышленных трубопроводов на давление Pp до 32,0 МПа
Диаметр 108-820 мм
Радиус гнба 1,5-5 Ду
Стали: 20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20ФА, 20А, 20С, 13ХФА, 12(08)Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М, 12Х1МФ и др.



ОТВОДЫ • ТРОЙНИКИ • ПЕРЕХОДЫ • ЗАГЛУШКИ • ДНИЩА • ФЛАНЦЫ



ИФС • КРЕПЕЖ • ДЕТАЛИ В ИЗОЛЯЦИИ • ЗАДВИЖКИ • ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ • КЛАПАНЫ • КРАНЫ ШАРОВЫЕ

ЗАО «Серебряный мир 2000»

Большой ассортимент продукции на складе компании. Детали по ГОСТ и ТУ. Поставки по всей России!

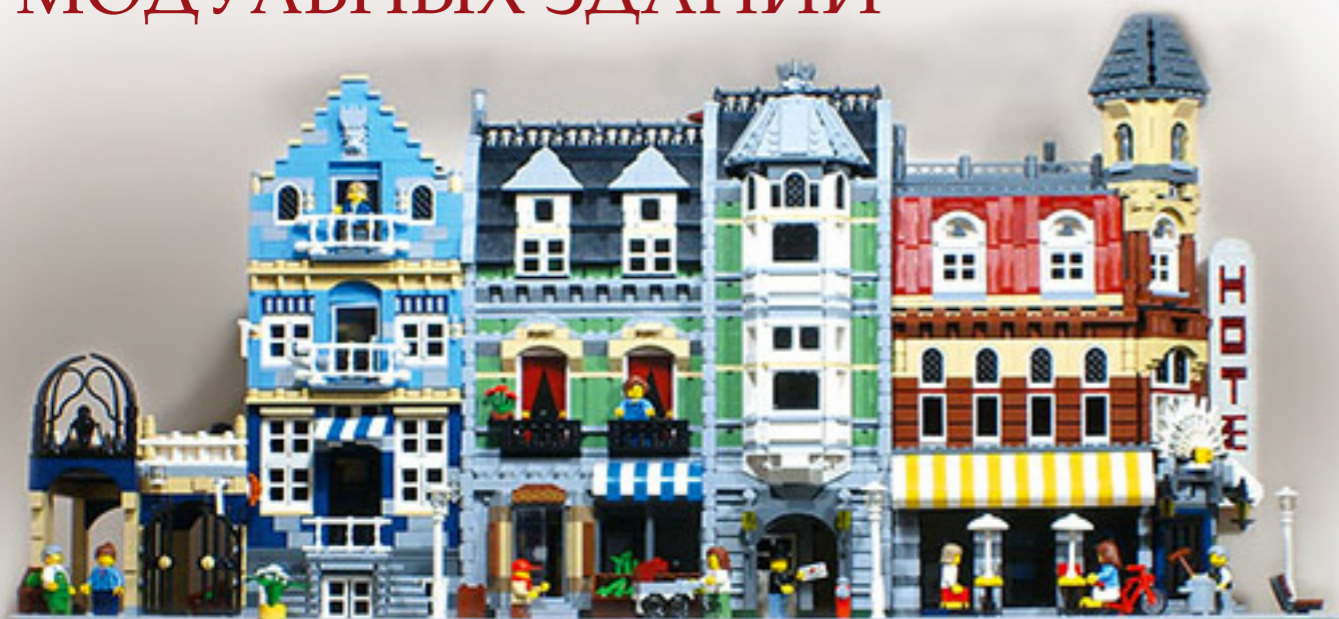
Комплексные поставки соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры!

Изготовление деталей возможно из сталей: 20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20А, 20С, 13ХФА, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М, 20ФА.

Официальный представитель:



ВЕКТОР РАЗВИТИЯ МОДУЛЬНЫХ ЗДАНИЙ



Несмотря на пережитые кризисные годы, рынок модульных зданий изменился незначительно. Конечно, крупные потребители заметно снизили объёмы закупок, но при этом производители имеют отложенный спрос, а ситуация последних месяцев показывает серьёзное повышение объёма заказов. Куда направлен вектор развития модульных зданий?

Основное применение модульные здания находят в нефтегазовой отрасли и на рынке строительства. Последние пять лет связаны с территориальным делением производителей по регионам, рост стоимости доставки с одной стороны «отрезал» удалённых производителей от части рынков, давая рост производства локальным предприятиям. С другой стороны, сами производители увеличивают предложение по более «упакованным», разборным модулям, снижая стоимость квадратного метра на перевозимую единицу. Это системы «Транспак» и аналогичные ей. Здесь несколько увеличивается время монтажа, что приемлемо для сектора строительства, но редко подходит для нефтегазовых проектов. Так, масштабные строительные проекты Сочинской олимпиады обеспечили объёмами предприятия центрального и южных регионов, как ранее объёмы по ВСТО буквально вдохнули жизнь в небольшие производства Сибирского региона, активизировали присутствие китайских предприятий. Новые

инициативы Федерального правительства по улучшению качества жилья удалённых территорий, вновь формируют уже забытый рынок социальных объектов из модульных зданий, создавая загрузку небольшим предприятиям с невысоким уровнем стоимости продукции. В целом, больших изменений по составу игроков со стороны потребителей и производителей за последние 10 лет не произошло. У производителей где-то изменился состав собственников, названия торговых марок, но революционно новых крупных игроков не появилось. Здесь стоит отметить естественное повышение технологической оснащённости современных производств, увеличение общего уровня качества. Из отрицательных тенденций – современный рынок модульных зданий в инженерном плане, плане концепций развития не меняется так быстро как другие отрасли промышленности. Причины – кадровые проблемы, невысокая рентабельность как следствие высокой конкуренции, низкие затраты для входа на рынок



Петр Кошкин,
генеральный директор,
Модус Индастри

новых игроков производителей, тотальное стремление заказчиков к наименьшей цене покупки на бесконечных тендерах. Наименьшая цена, как правило, ведёт к неоправданной экономии на материалах – снижению сроков службы зданий, и экономии производителей на инвестициях в собственное производство. После размещения в России фабрик крупных европейских производителей материалов, которые используются в производстве модульных зданий, появилась возможность применения современных материалов не в ущерб стоимости конечной продукции. Часть производителей

MODUS 66.ru

Собственное производство Пусконаладка и сервис

ВАГОН-ДОМ

на шасси, на санях,
на раме

ДГУ поставка, монтаж, сервис, ТО

Любых
производителей

ТЯЖЕЛЫЕ КОНТЕЙНЕРЫ

под любое
оборудование
до 50 тн, 3 x 14метров

СТАНЦИИ очистки ВОДЫ

Контейнерные,
под любую воду

ВАХТОВЫЕ ПОСЁЛКИ

Полная поставка
и монтаж
«Один к одному»

КОНТЕЙНЕРЫ для ДГУ

Изготовление
и пакетирование

МЕТАЛЛО- КОНСТРУКЦИИ

Производство
и монтаж

СТАНЦИИ очистки стоков

Для вахтовых
посёлков

ВАГОН-ДОМА MODUS Air

Для перевозки
вертолётom

МОНТАЖ силового энергооборудования шкафов

АНГАРЫ

Изготовление, монтаж,
Фундаменты, полы

КОНТЕЙНЕРА для сотовых станций

«МОДУС Индастри», г. Екатеринбург
(343) 344 35 95, modus66.ru@mail.ru



оказались не готовы к оперативному реагированию на новые возможности. До сих пор не редкость применение горючих материалов в утеплении и отделке, не герметичных заклёпок или в отделке – устаревших панелей МДФ.

Тоже самое и с новыми технологиями производства. Крупные предприятия не готовы менять отлаженные в прошлом технологии на новые, «застряв» в уже устаревших. Сложившиеся стереотипы в равной степени мешают покупателям, производственникам и проектировщикам.

Консервативность можно простить в производстве некоторых видов самых дешёвых модульных зданий, но для основного массового сегмента и, тем более, для зданий с особыми условиями эксплуатации, консервативность неприемлема.

По видам модульных зданий наибольшее количество направлений, видов, сегментов, типов – это нефтегазовые проекты. Места добычи, разведки диктуют самые разные требования к зданиям. Удалённость, температура и погода, доступность мест эксплуатации – самые разные. Это может быть средняя полоса России и Арктический север. Наиболее сложные – доставка вертолётами, отсутствие погоды для монтажа, полное отсутствие инфраструктуры, подвижный грунт. Важный признак на сложных направлениях, это приверженность заказчиков к одной-двум торговым маркам, ввиду высокой ответственности. А часто – желание получить из одних рук и жилые помещения и источник электроэнергии, обеспечение водой, монтаж.

Конечно, крупные производители с большим энтузиазмом всё это



предлагают, но общий уровень реализации остаётся низким или неоправданно дорогим. Наиболее известные изготовители модульных зданий расположены в центральном регионе – «Рыбинском комплексе», Вологодский завод, Модуль-Строй, Гагаринский завод, заводы подмосковья. Наиболее молодые – это Восточная Сибирь. Отдельно стоят уральские и тюменские заводы, удобно расположенные к местам эксплуатации, исторически и технологически наиболее развитые – Заводоуковский машиностроительный завод, группа «Техмаш», ПСФ «Металлон», завод «Магнум», Сургутские предприятия. Здесь же на Урале и наибольшее количество не крупных специализированных предприятий с очень высоким качеством продукции.

Преимущества крупных предприятий именно в возможности обеспечения масштабных заказов, широкий ассортимент продукции

и услуг. Это отработанные технологии, обеспечение ожидаемого качества, большое количество готовых решений – своеобразные «Макдональдсы» в хорошем смысле слова. Если же потребитель ищет нестандартных решений, новых концепций, здоровое решение – обратить внимание на средних и мелких производителей. Как и в других отраслях, генераторами инноваций являются именно небольшие предприятия, при этом можно быть уверенными в высоком качестве и современном уровне исполнения. Фактический рост спроса на модульные здания в последние полгода даёт повод делать оптимистичные прогнозы. Крупные производители сохранили свой потенциал для выполнения крупных заказов, средние предприятия на фоне появления новых материалов и удешевления немассовых технологий полны идей и новых решений для самых интересных проектов. ●



ЭНЕРГОМАШ

ЗАО «Энергомаш (Белгород) - БЗЭМ»

ЗАО «Энергомаш (Белгород) - БЗЭМ» - одна из ведущих энергомашиностроительных компаний России, поставщик комплексных решений для атомной и тепловой энергетики, нефтегазовой отрасли

Для предприятий нефтегазового комплекса мы производим:

- соединительные детали трубопроводов (СДТ) – отводы, тройники, переходы, заглушки диаметрами от 10 до 1420 мм на рабочее давление до 32 МПа, в том числе из сталей повышенной коррозионной стойкости;
- цельноштампованные корпуса, штампованные заготовки полукорпусов и пробок для шаровых кранов Ду100-1400.



Для энергетического комплекса:

- детали и сборочные элементы трубопроводов ТЭС и АЭС как высокого, так и низкого давления;
- сильфонные компенсаторы карданные, сдвиговые, угловые, разгруженные;
- трубы и трубную заготовку методом электрошлаковой выплавки.



75-летний опыт работы на рынке, применение новейших достижений в проектировании и производстве – гарантия получения качественной продукции по конкурентоспособным ценам!



ЗАО «Энергомаш (Белгород) – БЗЭМ»
308017 г. Белгород, ул. Волчанская, 165
Тел. +7 (4722) 35-44-53
Факс: +7 (4722) 35-40-61
e-mail: info@truboprovody.com
www.truboprovody.com



10 ЛЕТ НА СЛУЖБЕ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Малая энергетика России сегодня – это 5% от выработки всех электростанций страны. Но только малая генерация может быстро решить проблему энергоснабжения предприятий и населения в удаленных и труднодоступных местах, что делает ее незаменимой в нефтегазовой отрасли. Что предлагают сегодня российские компании в этой области?

АВТОР
Юрий Васильев, ЭнергоТехСервис

Нефтегазодобыча – это стратегическая отрасль промышленности России. Компании вкладывают огромные средства в развитие технологий добычи, разведки и транспортировки углеводородов. Однако не нужно забывать, что на каждом этапе технологического процесса по добыче газа и нефти эффективность вложений зависит от надежного энергоснабжения.

При этом, нефтегазовая отрасль имеет свою специфику: тяжелые климатические условия и удаленность промыслов от крупных электростанций (ГЭС, ГРЭС). В этих условиях наиболее эффективным и порой единственным решением вопросов энергоснабжения является малая энергетика.

Эксплуатация объектов малой энергетики на нефтегазовых промыслах, к которым относятся газовые и дизельные электростанции, электрические и тепловые сети, является важнейшим фактором надежной и бесперебойной работы предприятий. Каждый час простоя промысла влечёт за собой огромные убытки, поэтому

стабильное энергоснабжение для нефтегазодобывающих компаний является вопросом первостепенной важности. Решить эту проблему можно лишь с помощью опытных сервисных компаний.

Одна из таких компаний – образованная десять лет назад, как специализированное предприятие по строительству и эксплуатации объектов малой энергетики на нефтегазовых промыслах, компания «ЭнергоТехСервис». Созданная в Тюмени, неофициальной столице нефтегазодобывающей отрасли, и объединившая в своих рядах профессионалов, имеющих многолетний опыт работы в «нефтянке» и знающих не понаслышке о проблемах энергоснабжения, компания смогла достаточно быстро адаптироваться и предложить заказчикам наиболее эффективные способы решения данных проблем.

За 10 лет работы ЭнергоТехСервис значительно увеличил объемы оказываемых услуг и свою долю на рынке энергоснабжения. Любопытно, что количество сотрудников за эти годы увеличилось на юбилейную цифру,

в 10 раз, составив около 500 человек.

Сегодня ЭнергоТехСервис уделяет большое внимание внедрению передовых технологий в малой энергетике. Специалисты компании внимательно изучают все новинки рынка, внедряя технологические ноу-хау, тем самым повышая конкурентные преимущества.

«Но главным нашим преимуществом являются наши специалисты» – говорит руководитель компании, заслуженный энергетик России, Свергин Александр Александрович – «как и 10 лет назад, кадры решают все! Мы высоко ценим профессионализм и опыт наших сотрудников, стараемся стимулировать их работу в нашей компании, гордимся нашими традициями. Опыт передается из поколения в поколение, рядом с опытными «зубрами» работают молодые ребята и это очень ценно для нас»...

Действительно, главным богатством ЭнергоТехСервиса являются специалисты, профессионалы в своей области. Добавьте к этому постоянное стремление компании к развитию. Люди, опыт и правильное развитие – в этом залог успеха компании.

10-летний опыт эксплуатации объектов малой энергетики на нефтегазовых промыслах, многолетние партнерские отношения с крупными игроками рынка, такими как Роснефть, Транснефть, Газпром Нефть, Ритек, БК Евразия, Арктическая газовая компания говорят сами за себя.

Тесная связь и доверительные отношения между заказчиком и исполнителем дают возможность оптимизации и повышения эффективности многих процессов.

Примером такого сотрудничества являются инвестиционные проекты по строительству и эксплуатации энергетических объектов с последующей продажей электрической и тепловой энергии. При этом ЭнергоТехСервис берет на себя функции инвестора, генерального подрядчика и эксплуатирующей компании, предоставляя надежное энергообеспечение по конкурентным ценам, тем самым позволяя Заказчику сконцентрироваться на основной деятельности – добычи нефти и газа.

Добавьте к этому необходимость переработки попутного нефтяного газа (ПНГ). В связи с вступившим в силу 1 января 2012 г постановлением «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» вопрос о переработке ПНГ для нефтегазовых компаний становится особенно актуальным. Нелишне добавить, что такое решение позволяет заказчику существенно сократить процедуру согласования инвестиций и оперативно реагировать на изменение плана разработки промысла.

Еще один пример – нагрузочные испытания электрооборудования. Мелочь, скажете Вы? А как под

нагрузкой проверить работу сдаваемого объекта малой энергетики, если инфраструктуры на промысле еще нет? Ждать ввода в эксплуатацию объектов промысла? Это проблема, с которой нефтяники сталкиваются регулярно. Большой опыт ввода в эксплуатацию энергетического оборудования позволил специалистам ЭнергоТехСервиса решить эту проблему. В конце 2011 года компания приобрела универсальные нагрузочные модули общей мощностью 12,5 МВт, изготовленные по техническому заданию специалистов компании, с учетом специфики использования в труднодоступных районах в тяжелых погодных условиях. Уже в январе 2012 года были успешно проведены комплексные испытания на объектах ОАО «Транснефть» с применением нагрузочного комплекса ЭТС, тем самым подтвердив компетентность технических решений специалистов компании.

Помимо эксплуатационных и сервисных услуг ЭнергоТехСервис предлагает поставку «под ключ» блочно-модульных дизельных и газопоршневых электростанций, а так же комплексное энергообеспечение буровых установок на нефтегазовых промыслах с применением собственного оборудования. Это выгодно обеим сторонам. ЭнергоТехСервис профессионально оказывает востребованную оплачиваемую услугу, а заказчик получает надежное электроснабжение, сокращая

затраты на топливо и расходные материалы.

Сегодня в Западной и Восточной Сибири специалисты ЭнергоТехСервиса эксплуатируют 43 электростанции, 10 котельных, а также тепловые и электрические сети.

В наше время заказчики отдадут предпочтение компаниям, имеющим положительный опыт в реализации поставленных задач, предлагающим комплексные и эффективные решения.

Несмотря на десятилетний опыт, компания ЭнергоТехСервис не останавливается на достигнутых результатах и старается постоянно улучшать качество оказываемых услуг, увеличивая спектр предлагаемых сервисов. Выбранная ЭнергоТехСервисом стратегия – расширение компетенций с обеспечением высочайшего качества и надежности оказываемых услуг – является важнейшим фактором стабильной и успешной работы сервисной компании. ●



000 «ЭнергоТехСервис»

г. Тюмень, ул. Республики, 169А, корп.1
тел.: +7(3452) 54-64-26
факс (3452) 54-64-36

г. Москва, Всеволожский пер., 2, стр.2
тел.: +7 (495) 660-49-98

e-mail: info@tmenergo.ru
web: www.tmenergo.ru

ПИОНЕРЫ МОБИЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Завод мобильных зданий «Сава Сервис» уже в течение 17 лет специализируется на производстве мобильных зданий различного назначения, являясь лидером в своей отрасли на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока. Предприятие первым в России стало применять инновационные технологии на основе сэндвич-панелей для изготовления мобильного жилья и добилось значительных успехов в свойствах своей продукции



АВТОР
Василий Сычев,
Завод мобильных зданий
«Сава Сервис»

Применение мобильных зданий в процессе разведки и освоения природных богатств в Сибири является, пожалуй, единственно возможным вариантом для быстрого решения производственных задач. Слабо-развитая инфраструктура, большая удалённость от населённых пунктов требуют от сырьевых компаний применять автономные и высококомбинированные решения в виде вагон-домов и быстровозводимых зданий с нужным функционалом.

На сегодняшний день продукция нашего завода очень конкурентоспособна по качеству и цене. Преимущества наших вагон-домов:

Преимуществами продукции «Сава Сервис» уже пользуются Группа «Илим», «ЦУП ВСТО», «Связьтранснефть», «Гипотрубопровод», Группа компаний «Метрополь», «Сибтрубопроводстрой», «Востсибтранспроект», «Северсталь», «Аргус», «Стройгазконсалтинг», «Роснефть», «РосАтом», «Верхне-Чонкнефтегаз», Иркутская нефтяная компания, «Восток ЛТД», «Мечел Транс Восток», «КЦА Дойтаг Дрилинг ГМБХ», НПО «Мостовик» и многие другие компании, а также Пограничное управление ФСБ РФ по Бурятии и Читинской обл.

Микроклимат

Стены из сэндвич-панелей на основе различных неоседающих утеплителей (в т.ч. негорючих) полностью лишены мостиков холода, а сам утеплитель герметично защищён от проникновения влаги, а значит сохраняет теплоизолирующие свойства в течение всего срока службы мобильного здания. В летнюю жару в таких вагончиках, как в термосе, сохраняется прохлада, а зимой с такой же эффективностью они сберегают тепло. Кроме того, используются оригинальные решения, не допускающие промерзание углов, образования плесени, и обеспечивающие эффективную вентиляцию помещения без потери тепла. Рабочие в таких вагон-домах могут по-настоящему хорошо отдохнуть, находясь в тепле и дыша свежим воздухом.

Бездорожье

Вагон-дома «Сава» в этой сфере имеют достаточно прочную раму, чтобы выдержать даже очень длительные поездки по бездорожью, а корпус, собранный из сэндвич-панелей, образует очень жёсткий, но лёгкий каркас, без труда выдерживающий серьёзные нагрузки и не оказывая большого давления на грунт. Шасси и дышло также имеют дополнительные усиливающие элементы, что делает перемещение вагончиков по бездорожью гораздо более уверенным.

Доставка и сервис

В отличие от многих других российских производителей Завод находится вблизи от месторождений Восточной Сибири и сопутствующих им объектов и полностью берёт на себя заботы по доставке зданий к месту будущей дислокации. А применяемые схемы погрузки на железнодорожном и автотранспорте позволяют заказчикам получить дополнительную экономию от 25 до 40%. Кроме того, факт нашего сравнительно близкого расположения имеет ещё один скрытый эффект:

в случае возникновения каких-то неполадок, наша сервисная служба будет на месте намного раньше, чем специалисты других производителей.

Комплектация

Завод «Сава Сервис» хорошо изучил потребности вахтовиков, и поэтому вагон-дома «Сава» имеют продуманную комплектацию, в которой есть всё самое необходимое.

Бытовой комфорт

Вагончики «Сава» не только имеют необходимую бытовую технику, но и обладают отточенными решениями по внутренней планировке и прекрасно оборудованы. Для удобства проживающих имеются длинные и широкие мягкие кровати, индивидуальное освещение, множество полочек, двойная система обогрева и вентиляции и прочие удобства.

Благодаря высокому потолку по всей площади вагончика, объём воздуха в помещении увеличен на 15% по сравнению с обычными вагончиками, а двери между комнатами сделаны раздвижными, как в вагоне-купе. Тёплые пластиковые окна оборудованы конвективным обдувом с внутренней стороны для исключения образования конденсата в зимнее время. Снаружи окна могут закрываться пластиковыми защитными жалюзи, управляемыми изнутри, надёжно оберегая стекло от камней и веток во время транспортировки, и создавая дополнительный тепловой барьер при ветреной погоде.

Внешняя дверь выполнена по принципу фургонной и имеет тройное уплотнение, надёжно герметизируя тамбур. Входящая в стандартную комплектацию тепловая завеса исключает обмерзание двери изнутри. Входная группа (крыльцо) вагон-домов спроектирована таким образом, что собирается и разбирается за считанные минуты, и при транспортировке убирается в специальный ящик, который надёжно защищает от грязи. Над дверью снаружи имеется удобный складной навес.

Отдельного упоминания заслуживает уникальная твердотопливная печь длительного

горения. Отверстие для загрузки топлива расположено в тамбуре, там же есть место для складирования дров, поэтому мусор и дым при розжиге не попадают в жилое помещение. До температуры -30°C её обычно даже не используют, но при более низких температурах она способна непрерывно поддерживать в вагончике тепло в течение 8–12 часов, т.е. закладывать в неё дрова достаточно лишь дважды в сутки.

Клиенты «Сава Сервис» ценят продукцию завода и заботятся о своих квалифицированных рабочих, создают им наилучшие условия для работы и полноценного отдыха. Одним из таких клиентов является Иркутская Нефтяная Компания, с которой мы активно сотрудничаем последние несколько лет.

С самого начала нашей совместной работы стало понятно, что Компания не экономит на удобстве и проживании своих специалистов, работающих вахтовым методом. По техническому заданию Иркутской Нефтяной Компании мы разработали много новых и интересных проектов. За несколько последних лет было изготовлено и доставлено большое количество мобильных зданий: жилые вагон-дома, проходные, офисы, кухни-столовые, пункты управления, душевые, мастерские, операторные, сушилка, склады и др. Это позволило оснастить не один вахтовый поселок всем необходимым. В настоящее время для обустройства Ярактинского месторождения нами изготавливается столовая на 40 человек из блок-модулей. В планах реализация проектов по строительству общежитий. Убедившись в качестве нашей продукции, Иркутская Нефтяная Компания оснащает ею свои дочерние предприятия: ИНК-Север, ИНК-Сервис, ИНК-Запад, ИНК-НефтеГазГеология.

Пожелания и отзывы наших заказчиков дают нам толчок к модернизации и улучшению качества нашей Продукции. Каждый год мы предлагаем нашим клиентам новые решения, что повышает эксплуатационные характеристики мобильных зданий, позволяет экономить средства и время клиента и быть спокойными за обустройство жильем своих специалистов.

Иркутская Нефтяная Компания стала одним из локомотивом



развития нефтегазовой отрасли в Иркутской области и имеет хорошие темпы развития, не смотря на время финансовых кризисов и высокую затратность добычи восточно-сибирской нефти. Мы хотим поздравить Иркутскую Нефтяную Компанию с профессиональным праздником и 50-летним юбилеем открытия Марковского НГКМ и пожелать дальнейшего роста, надежных партнеров, реализации самых смелых проектов на благо нашего региона. Мы в свою очередь готовы приложить все усилия для того, чтобы в ходе осуществления ваших планов вопросы, касаемые вахтового жилья, решались максимально оперативно и исходя из самых высоких стандартов качества. ●

КОМФОРТ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

МОБИЛЬНЫЕ БЛОК-КОНТЕЙНЕРЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Блок-контейнеры появились на российских стройках и стали использоваться для организации вахтовых поселков довольно давно. Это были не улучшенные бытовки, а функционально новое решение для обеспечения проживания и работы персонала компаний, задействованного в крупномасштабных стройках, в передвижных условиях и в северных регионах на нефтяных и газовых месторождениях. Сокращение сроков на строительство, возможность мобильной передислокации здания из таких контейнеров на новые территории и европейский уровень комфорта для людей оказались впечатляющими. Каковы преимущества модульного строительства и в чем заключаются особенности их производства?

— Как давно компания «Элмако» существует на рынке?

— Наша компания молодая, на рынке мы всего несколько лет, но за это время смогли завоевать хорошую репутацию и приобрели постоянных клиентов. Самое главное в нашем бизнесе — это не подвести клиента, закончить монтаж и передать качественное модульное здание заказчику в установленный договором срок, без задержек. Особенность работы нашей компании — это предоставление нашему клиенту модульного здания, полностью оборудованного для работы или проживания персонала (установка всей необходимой мебели, аксессуаров для туалетных комнат, при необходимости озеленение и другие приятные мелочи).

До самостоятельной работы под собственным брендом «Элмако» наша компания приобрела опыт монтажа таких зданий сотрудничая с одной из европейских компаний по аренде строительной техники и оборудования. Можно сказать, что бренд «Элмако» сегодня хорошо известен на рынке быстровозводимых модульных зданий Северо-Запада России. Мы рады, что многие клиенты становятся нашими постоянными заказчиками.

— Какие блок-контейнеры вы производите для возведения модульных зданий?

— В производстве модульных зданий «Элмако» за основу была взята скандинавская конструкция блок-модулей, которая идеально

Виталий Савчин,
генеральный директор,
ООО «Элмако»

подходит для российских условий. У наших северных соседей технологии производства комфортных модулей доведены до совершенства. Наше собственное know-how — это производство модулей большого размера, до 3 м в ширину и до 14 м в длину, которые перевозятся на низкорамных платформах на объект, где монтируются за очень короткий срок. Компания «Элмако» чаще всего занимается изготовлением быстровозводимых модульных зданий площадью 300–1500 м², которые собираются из блок-модулей различных размеров и конфигураций. Хочу отметить, что мы принципиально не называем их бытовками, так как по внешнему виду и по внутреннему оснащению такие блок-модули ушли очень

Elmaco

www.elmaco.ru

Быстровозводимые МОДУЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ

Используются как самостоятельные здания различного назначения, в том числе на строительных объектах для размещения рабочего персонала и ИТР:

- Строительные городки
- Временные офисные здания
- Обучающие центры
- АБК штаба стройки
- Столовые, раздевалки, душевые
- Торговые павильоны
- Административные здания логистических центров
- Вахтовые поселки
- Мастерские
- Технологические здания

ООО «Элмако» проектирует, осуществляет поставку, монтаж и последующее сервисное обслуживание зданий и сооружений модульного типа, выполненных из блок-модулей свободной планировки.

Мы самостоятельно разработаем планировочное решение, подготовим площадку для будущего здания и проведем благоустройство территории после окончания монтажных работ.

Elmaco предлагает как отдельные блок-контейнеры, так и модульные быстровозводимые здания различного назначения, выполненные по индивидуальному проекту.



ГЛАВНЫЙ ОФИС В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ:

197227, г. Санкт-Петербург, ул. Гаккелевская, 21, лит. А

телефон (812) 676-54-59

e-mail: info@elmaco.ru





далеко в своем развитии от строительных бытовок. Блок-модули «Элмако» производятся из современных высококачественных материалов и могут иметь любой цвет из RAL-палитры, что позволяет не только сделать их в фирменном цвете заказчика, но и органично вписать в окружающее пространство. Например, один из наших последних проектов, выполненный для Санкт-Петербургского Государственного Университета, расположен на берегу живописного озера Суури в Ленинградской области. Сложность состояла в том, чтобы не просто произвести и установить металлические блок-модули в лесном массиве, но постараться их гармонично вписать в окружающий природный ландшафт. Вся конструкция быстровозводимого здания «Элмако» установлена на винтовые сваи, которые декорированы деревянными рейками. Само здание укомплектовано открытой верандой с прозрачной крышей из поликарбоната, с большим количеством живых цветов, садовой мебелью и светильниками.

– В каких случаях и в каких проектах (жилых, промышленных, коммерческих, спортивных, медицинских и т.д.) чаще всего применяется модульное строительство?

– Чаще всего быстровозводимые модульные здания применяются при возведении крупных объектов, когда «в чистом поле» необходимо разместить штаб строительства, общежития для рабочих и другую вспомогательную инфраструктуру для строительного объекта.

Также модульное строительство используется при реализации проектов в северных условиях, когда на месте нет возможности создания объекта капитального строительства из кирпича или бетона. И, конечно, в сферу нашей деятельности попадают проекты, где здания строятся на короткий срок (до трех лет) и далее перевозятся на новое место.

– Есть ли у вас статистика, в каких регионах РФ наиболее востребованы ваши услуги?

– В основном мы выполняем заказы для клиентов из Санкт-Петербурга, Ленинградской области, где находится наше производство. Отдельные объекты, на которых мы работали, располагались в Центральной России и в северных областях страны. Например, не так давно нашей компанией в 100 км от Мурманска за Полярным кругом, в поселке Терiberка, для нашего клиента, работающего на проекте освоения Штокмановского газового месторождения, был построен модульный административно-бытовой комплекс. В проекте использовалась такая конструкция модуля, чтобы комфортное пребывание в нем было возможно даже при уличной температуре ниже -50°C.

– А какие объекты были возведены вами по модульной технологии в Петербурге?

– Я не буду останавливаться на небольших объектах на 10–20 модулей для обустройства бытовых городков строителей. Скажу, что последние большие и интересные проекты нашей компании – это два больших офисных здания: двухэтажное модульное здание Elmaco площадью 1000 м² для службы аэропорта Пулково и трехэтажное модульное здание площадью 1 500 м² на территории Морского порта Санкт-Петербурга.

– Каковы плюсы модульного строительства по сравнению с капитальными зданиями?

– Одно из преимуществ быстровозводимых модульных зданий по сравнению с капитальными строениями – их более низкая стоимость. Экономия связана, прежде всего, с коротким сроком возведения объектов, с

отсутствием расходов на сложное проектирование и получение согласований и разрешений в различных государственных инстанциях, с использованием менее дорогих строительных материалов (отсутствие бетонных и кирпичных материалов). При этом сложные проекты модульных зданий могут быть сопоставимы по цене за 1 м² с капитальными объектами. Немаловажный фактор – отсутствие необходимости многочисленных согласований с госструктурами, что позволяет приступить к возведению модульного здания непосредственно после утверждения технического задания.

– Насколько быстровозводимые модульные здания долговечны?

– Срок службы качественно построенного модульного здания при должном отношении к его эксплуатации и поддержании в исправном состоянии может превышать 20 лет, в случае если здание эксплуатируется на одном месте. Если блок-модули регулярно перевозятся с места на место (здание разбирается и потом снова собирается на новом объекте), то в этом случае срок службы будет меньше.

– Каковы технологические новинки в сфере модульного строительства?

– Современные модульные здания – это высокотехнологичное изделие, оснащенное всеми необходимыми инженерными сетями. Поэтому для их производства и монтажа на объекте требуются высококвалифицированные кадры с большим опытом подобных работ. Как и в любом бизнесе, производство и монтаж быстровозводимых модульных зданий имеет свои know-how, которые напрямую сказываются на качестве работ и удовлетворенности клиента от построенного здания. Хочу сказать, что на каждом проекте компания «Элмако» внедряет что-то новое в конструкцию модулей. Мы постоянно следим за техническими и инженерными новинками в своей сфере, и вносим изменения в конструкцию и технологию сборки модульных зданий с целью их совершенствования. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

4–6 сентября

GasSUF 2012

Москва, КВЦ «Сокольники»

СЕНТЯБРЬ

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
				30

11–13 сентября

«Нефтегазстандарт–2012»

Санкт-Петербург

17–18 сентября

4-ая Международная газовая технологическая конференция и выставка

IGTC 2012

Москва, Лотте Отель

18–20 сентября

12-й Петербургский Международный Энергетический Форум

Санкт-Петербург

24–26 сентября

4-ая Международная Нефтегазовая Выставка Саудовской Аравии

SAOGE 2012

Саудовская Аравия

25–28 сентября

Международная промышленная выставка

ITFM 2012

Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

ЖИВАЯ ВОДА ДЛЯ СКВАЖИН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

В посткризисные годы на рынке энергостроительства наблюдался значительный подъем. В 2010–2011 гг. по всей стране вводились новые мощности и чтобы обеспечить надежное функционирование энергосистемы страны до 2015 г. также планируется сохранить эту тенденцию. Российский рынок инжиниринговых услуг в области энергетики становится крайне привлекательным для зарубежных компаний и производителей оборудования ввиду серьезного уровня планируемых инвестиций в строительство новых ТЭС. Но на российском рынке существуют свои особенности и специфические условия, в которых иностранным компаниям работать зачастую очень непросто. Как встроиться в специфическую систему российского энергостроительства?



Виталий Заворотный,
РГУ нефти и газа
им. Губкина,
К.т.н.

ОБ АВТОРЕ
Заворотный Виталий Леонидович
Доцент кафедры промышленной экологии, зав. сектором в лаборатории буровых растворов НОЦ Промысловая химия Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. Заместитель технического директора ЗАО Химеко-ГАНГ, кандидат технических наук. Эксперт ТЭКЭРТ по сертификации буровых растворов и технологических жидкостей.

В последнее время при строительстве и эксплуатации скважин отмечено повышение объемов применения технологических жидкостей на углеводородной основе (ТЖ-РУО и эмульсионных ТЖ-ИЭР). Это связано не только с увеличением объемов бурения в сложных горно-геологических условиях, наклонно-направленных с большими отходами и горизонтальных скважин, но и с успешным вскрытием продуктивных отложений, глушением и ремонтом скважин с применением таких систем. Современная оценка ТЖ-ИЭР, как систем, альтернативных водным растворам, в основном однозначна и следует из физико-химической природы этих растворов. Специфические особенности ТЖ-ИЭР – инертность к разбухаемым породам, низкая фильтрация, одинаковая физико-химическая природа углеводородной основы растворов и флюидов, насыщающих продуктивный пласт, хорошие смазочные и антикоррозионные свойства предопределили их успешное использование для бурения скважин и вскрытия продуктивных пластов, так и технологических жидкостей для проведения ремонтных работ в скважине и повышения нефтеотдачи пластов. Однако в ряде случаев положительные результаты, получаемые при применении ТЖ-ИЭР по различному технологическому назначению, значительно ниже их потенциальных возможностей. Отмечены серьезные проблемы, связанные с регулированием технологических свойств некоторых эмульсионных

систем – ЭРУО-1 (ВИЭР, Эмультон, РУО-ИЭР), которые возникли при бурении наклонно-направленных скважин большого диаметра в неустойчивых глинистых отложениях. Недостаточная выносящая способность раствора, невозможность оперативного регулирования его реологических свойств, высокая степень диспергирования выбуренного шлама приводили к постоянным затылкам и посадкам бурового инструмента, увеличению количества не регламентированных промывок скважины и большому расходу основных компонентов ЭРУО-1. Требуется своего решения и проблема возможного расширения температурного и плотностного диапазонов применения отечественных ЭРУО. Это связано, с одной стороны, с необходимостью в настоящее время бурения или глушения скважин при их ремонте, забойная температура в которых превышает 180°C, а с другой – в условиях АНПД, когда требуются системы с плотностью менее 0,85 г/см³ и минимальным содержанием водного компонента (в том числе, и для отбора керна). В условиях ужесточения экологических требований переход на низкотоксичную основу и исключение из водной

фазы эмульсии хлоридов натрия и кальция в свою очередь создает проблемы по формированию рецептуры раствора с требуемыми структурно-реологическими свойствами и стабильностью. Это связано со значительным ухудшением условий для диспергирования органотфильных коллоидных структурообразователей, сольватации тонкодисперсного наполнителя и эмульгирования водной фазы в органических жидкостях, в групповом составе которых отсутствуют ароматические углеводороды. Важнейшей составляющей данной проблемы является сохранение естественной проницаемости пласта-коллектора. Это связано с тем, что традиционная оценка углеводородных систем как идеальных жидкостей предупреждающих повреждение продуктивных пластов далеко не всегда распространяется на эмульсионные растворы в связи с наличием в них водного компонента. Более полная реализация достоинств ТЖ-ИЭР и их низкотоксичных модификаций неразрывно связана с вводом в состав раствора качественно новых материалов, способных растворяться в различных

углеводородах без высоких сдвиговых деформаций, придавать дисперсионной среде раствора вязкостные и структурные свойства, предотвращать диспергируемость глинистого шлама, повышать прочность межфазных слоев эмульсии. При этом увеличивая термостабильность ТЖ и благоприятно сказываться на сохранении фильтрационно-

производство полимерной композиции по ТУ 2458-027-54651030-2009 «Регулятор реологии и фильтрации НРП-20М» (СЭЗ № 31.БО.17.245.П.000856.05.09 от 14.05.2009). Разработаны и утверждены нормативные документы на систему «ЭМУЛЬПОЛ», включающие: ТУ 2458-007-39743384-10 «Эмульсионный раствор

Проведенные исследования позволили разработать рецептуру и технологию приготовления универсальной системы «ЭМУЛЬПОЛ»

емкостных свойств продуктивных пластов. Проведенные исследования позволили разработать комплекс химических реагентов, рецептуру и технологию приготовления универсальной системы «ЭМУЛЬПОЛ» с широким спектром реологических и фильтрационных свойств, обеспечивающих эффективность ее применения по различному технологическому назначению в условиях температур до 200°C в широком диапазоне плотностей от 0,84 до 2,3 г/см³. Для районов с повышенными требованиями по охране окружающей среды разработана низкотоксичная модификация раствора – «ЭКОПОЛ» на основе недефицитных минеральных масел, являющихся продуктом крупнотоннажного производства нефтеперерабатывающих заводов, с водной фазой, минерализованной солями муравьиной кислоты. Освоено промышленное

на углеводородной основе «ЭМУЛЬПОЛ», ИНСТРУКЦИЯ по приготовлению и применению эмульсионного бурового раствора на углеводородной основе «ЭМУЛЬПОЛ» (см. табл. 1). В качестве жидкости глушения «ЭМУЛЬПОЛ» успешно применен в скважине № 258 куст 2 Южно-Хыльчуйского месторождения. По результатам тендерных испытаний «ЭМУЛЬПОЛ» рекомендован в качестве технологической жидкости для реализации «Технологии глушения и промывки скважин с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) на шельфе Вьетнама». В качестве промывочной жидкости «ЭМУЛЬПОЛ» включен в проекты на бурение глубоких высокотемпературных скважин № 1016 Андреевская и № 2 Сафаралинская, на последней начато бурение. Для закрепления положительных результатов на стадии освоения и цементирования скважин,

ТАБЛИЦА 1. Компонентный состав Эмульпол

Наименование	Состав	Тех. документация
Дисперсионная среда	ДТ, НТЖ, СБУЖ	ГОСТ-305, ТУ-2458-094-17197708-04
Эмульгаторы	Эмульгаторы МР, НЗ, НЗ6	ТУ-2458-097-17197708-05, ТУ-2458-007-17197708-93, ТУ-2458-057-17197708-01
Гидрофобизатор	Гидрофобизатор АБР	ТУ-2483-081-17197708-03
Структурообразователь	Орбент -91	ТУ-2458-079-17197708-03
Регулятор реологии	НРП	ТУ-2483-081-17197708-03
Регулятор щелочности	СаО	
Утяжелители	Модифицированный карбонатный утяжелитель, барит	ТУ-2458-061-17197708-01, ГОСТ 4682-84, ТУ 39-126-76
Водная фаза	Растворы CaCl ₂ , NaCl, KCl, MgCl ₂	ГОСТ 450-77, ГОСТ 4233-77, ГОСТ 4568-95

ТАБЛИЦА 2. ТРУО для строительства и ремонта скважин



пробуренных на ТЖ-ИЭР, важен комплексный подход с применением совместимых технологических жидкостей, включающих применение: при цементировании скважин в устойчивых отложениях тампонажными растворами на водной основе – буферной жидкости (прямая эмульсия, обладающая моющим, разделительным действием); для крепления обсадной колонны и ствола скважины, в неустойчивых отложениях и особенно в продуктивных интервалах – тампонажный раствор на углеводородной основе – эмульсионный – ЭТРУО; для изоляции водоносных горизонтов вскрытых при бурении ствола скважины – тампонажный раствор на углеводородной основе – безводный – БТРУО; при глушении и освоении скважин – жидкости на углеводородной основе

(облегченные, термостойкие, безводные) – ЖГ-ИЭР, ЖГ-ИЭР-Т, «ЭМУЛЬПОЛ-БС». Конкретные рецептуры и последовательность (технология) применяемых систем ТЖ-ИЭР подбираются в зависимости от геолого-технических условий и конструкции скважины, составы и их объемы уточняются лабораторным путем, для сервисного обслуживания на скважину выезжают высококвалифицированные специалисты. Разработанный широкий спектр реагентов для ТЖ-ИЭР, среди которых – Эмульгатор МР, Нефтенол НЗ, Нефтенол НЗ6, Нефтехимеко-1, Гидрофобизатор АБР и др. позволил разработать широкий перечень составов и комплекс технологий для повышения эффективности нефтегазодобычи эксплуатационных скважин и их ремонта.

Комплекс технологических жидкостей при ремонте скважин включает в себя (см. табл.2, 3):

- жидкости глушения на углеводородной основе (облегченные, термостойкие, безводные) для щадящего и полного глушения скважин;
- гидрофобизирующие составы для очистки и обработки призабойной зоны добывающих скважин;
- углеводородный раствор с регулируемым содержанием ПАВ и водной фазы для изоляции водопритоков;
- безводный тампонажный раствор на углеводородной основе для селективной изоляции водопритоков;
- эмульсионный тампонажный раствор на углеводородной основе для восстановления цементного камня и заколонных перетоков;
- ЭТРУО для временного блокирования продуктивных интервалов при производстве РИР;
- обратные кислотные эмульсии с различным содержанием кислот и улучшенной реологией для направленной больше объемной кислотной обработки скважин.

ТАБЛИЦА 3. Жидкости глушения на углеводородной основе ЖГ- РУО



Промысловый опыт применения разработанных ТЖ-ИЭР и комплексное их применение показали высокую эффективность. ●

Для жизни и
активного отдыха...

Стильный поселок на берегу большого озера
Аренда коттеджей на длительный срок
Единый архитектурный стиль «Casa tizolese»
Развитая инфраструктура Надежная охрана
Дома с мебелью полностью готовы для проживания
26 километров от МКАД по Дмитровскому шоссе

РЕСТОРАН • СУПЕРМАРКЕТ • ДЕТСКИЙ САД • ДАЙВИНГ • РЫБАЛКА



УПРАВЛЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТЬЮ КАК ЕГО ОБЕСПЕЧИВАЮТ В КОМПАНИИ РУСГИДРО

В состав Компании «РусГидро» входит более 50 гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. На всех станциях ведётся постоянный мониторинг состояния гидротехнических сооружений с целью предупреждения возможности возникновения аварийных ситуаций. Для автоматизированного контроля состояния сооружений на большинстве крупных ГЭС, имеющих первый и второй класс ответственности, установлены информационно-диагностические системы, обеспечивающие автоматический контроль безопасности сооружений. Для этого в систему введены критерии безопасности, превышение которых свидетельствует о возникновении предаварийной ситуации. В систему в процессе эксплуатации постоянно заносятся результаты измерений по контрольно-измерительной аппаратуре, установленной на сооружениях и результаты визуальных наблюдений, которые ведет эксплуатационный персонал с целью выявления возможных

монитора. Таким образом, контроль состояния гидротехнических сооружений обеспечивается в достаточном объёме. В тоже время в последние годы обозначились серьезные проблемы, связанные с обеспечением безопасности энергетического оборудования. События последних лет показали, что аварии и инциденты, связанные с работой основного оборудования могут приводить к серьезным человеческим жертвам и значительным материальным потерям. Действующий парк гидросилового оборудования ГЭС России на многих станциях в значительной мере выработал свой ресурс. Неудовлетворительное состояние оборудования из-за его физического износа и морального старения ухудшает их эксплуатационные и экономические показатели, приводит к поломкам и авариям с недовыработкой электроэнергии, значительными экологическими и материальными последствиями, человеческими жертвами.



Владимир Щербина,
РусГидро,
к.т.н.

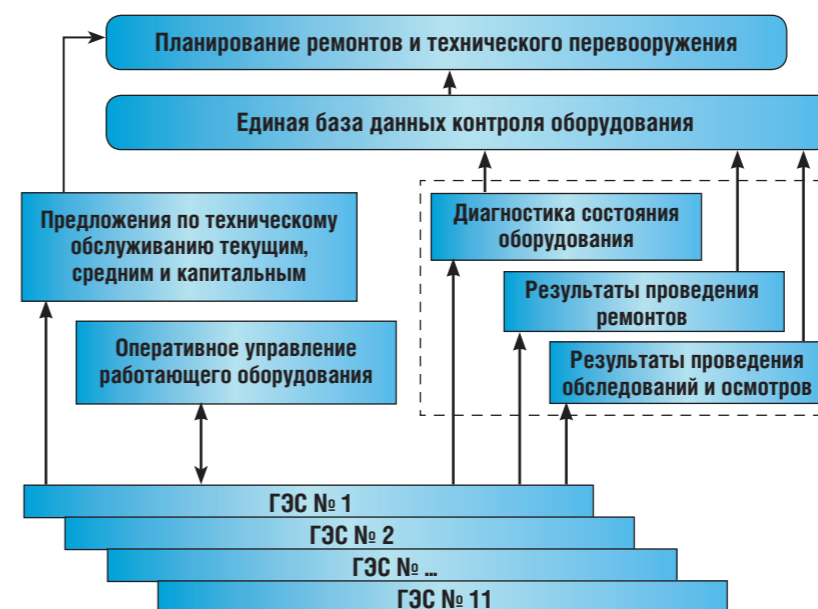
скрытые, проводятся периодические осмотры выведенного из работы оборудования, по результатам которых техническим руководителем ГЭС могут быть назначены технические обследования (испытания) оборудования (элементов оборудования). А после длительного периода эксплуатации проводятся регулярные технические освидетельствования для определения мер, обеспечивающих безопасную работу оборудования в пределах срока службы или для продления срока службы. Периодичность контроля технического состояния различных типов и элементов оборудования определяется временем проведения очередного ремонта и инструкцией по эксплуатации оборудования. К сожалению, на большинстве станций нет электронной базы данных, где бы хранились все сведения об обследованиях, ремонтах и оценке состояния оборудования. А это крайне необходимо для принятия решений по ремонту или замене оборудования в рамках всей Компании. Поэтому создание информационной базы данных, с помощью которой можно было бы оценить состояние оборудования, является одним

В состав Компании «РусГидро» входит более 50 гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций

локальных дефектов или повреждений на поверхностях сооружений: например – трещинообразование в бетоне, возникновение мокрых пятен на откосе грунтовых сооружений или источников фильтрации в основании. В системе, кроме того, хранятся основные чертежи сооружений, схемы размещения приборов, паспортные данные сооружений и приборов и другие необходимые сведения. При введении данных наблюдений или измерений в систему автоматически происходит первоначальный контроль достоверности вводимых результатов. После проверки и ввода всей информации происходит автоматическая диагностика состояния сооружений, результаты которой выводятся на экран

В то же время достижение гарантийного срока службы для основного оборудования ГЭС не означает необходимость автоматического вывода этого оборудования из работы. Практика эксплуатации гидросилового оборудования ГЭС показывает, что физический ресурс гидроагрегатов имеет сугубо индивидуальный характер и поэтому оценивать его для каждого объекта с целью оптимизации расходов на ремонт или замену следует также индивидуально. Оперативный постоянный контроль безопасности и технического состояния осуществляется оперативным персоналом каждой станции на работающем оборудовании. Для своевременного выявления и анализа причин повреждений и дефектов, включая

РИС. 1. Схема управления безопасностью основного оборудования



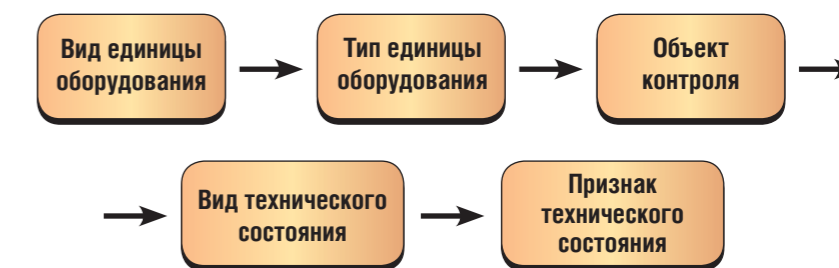
из основных элементов Единого Диагностического Комплекса основного оборудования (ЕДК ОО), который разрабатывается в институтах НИИЭС и ВНИИГ им. Б.Е.Веденева.

При создании информационной базы должны постоянно накапливаться и актуализироваться следующие данные:

- конструкторская (заводская) документация по всему составу оборудования ГЭС;
- документация, связанная с ремонтом, модернизацией и заменой оборудования;
- материалы постоянного мониторинга состояния оборудования, периодических осмотров, технических освидетельствований, технических обследований;
- сведения об авариях, повреждениях, отказах, нештатных ситуациях, возникавших при разборке, монтаже и работе оборудования в обычных и непроежных режимах, о результатах расследования аварий и повреждений, о выполненных после этого мероприятиях. На гидроэлектростанциях Компании управление безопасностью оборудования осуществляется на 2-х уровнях:
- оперативное управление (постоянный контроль работающего оборудования);
- планирование и проведение технического обслуживания, ремонтов и технического перевооружения.

На первом уровне техническое руководство станции осуществляет оперативное управление безопасностью с использованием информации, поступающей через АСУ ТП и контролируемых систем, реализующих традиционные и новейшие методики диагностики работающего оборудования. На втором уровне должна выполняться оптимизация технического обслуживания оборудования, обеспечивающая своевременность

РИС. 2. Схема идентификации в классификаторе



проведения ремонтов, обоснование необходимости и объёма реконструкций, а также приоритетов выполнения работ на станциях – филиалах Компании. Эффективность управления в первую очередь определяется полнотой и достоверностью информации о техническом состоянии и условиях работы оборудования станций за весь период эксплуатации, а также оперативностью доступа к информации: созданием единой электронной базы данных

результатов всех видов контроля и автоматизированной системы ЕДК ОО (рис. 1).

Для эффективного функционирования ЕДК ОО в рамках системы управления безопасностью необходима унификация состава, объёма и форм представления информации, обеспечивающих обмен информацией между участниками системы, а также возможность анализа общей ситуации и принятия решений на уровне Компании.

Обязательным условием для решения этой задачи является разработка системного классификатора и созданного на его основе реестра основного оборудования, эксплуатируемого на гидроэлектростанциях ОАО «РусГидро».

В системе используется классификатор основных фондов РусГидро, но помимо типов и видов оборудования в систему введены также признаки, используемые для оценки его технического состояния. Системный классификатор основного энергетического оборудования ОАО РусГидро представляет собой набор идентификаторов. Идентификаторы позволяют детализировать по конкретным признакам техническое состояние оборудования ГЭС (рис. 2).

Первая группа идентификаторов определяет вид объекта контроля и содержит типовые сведения о единице оборудования. Данная группа подразделяется на три подгруппы:

- **Вид единицы оборудования.** В подгруппе идентифицируется типовая единица оборудования, признак технического состояния которой (или признак технического состояния элемента которой) требуется определить (гидротурбина, гидрогенератор и т.д.).

ТАБЛИЦА 1

Идентификация вида и типа объекта контроля			Идентификация технического состояния объекта контроля	
Вид единицы оборудования	Тип единицы оборудования	Объект контроля	Вид технического состояния	Признак технического состояния
Генератор	Гидрогенератор синхронный к гидравлической турбине вертикальной	Статора генератора	Электрическая прочность изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки	Коэффициент нелинейности зависимости токов утечки от напряжения (Фаза А)
Силовой трансформатор 7 габарита	Автотрансформатор силовой	Бак трансформатора	Отсутствие протечек в баке трансформатора	Протечки в местах стыковки колокола с поддоном

- Тип единицы оборудования.** Классификация подгруппы определяется типом и вариантом конструктивного исполнения выбранной единицы оборудования (гидрогенератор синхронный вертикальный, турбина гидравлическая поворотно-лопастная осевая вертикальная и т.д.).
- Объект контроля.** В подгруппе определяется объект контроля, признак технического состояния которого учитывает данный идентификатор (обмотка статора генератора, рабочее колесо гидротурбины, бак трансформатора и т. д.). Объектом контроля может быть как элемент единицы оборудования, так и сама единица оборудования.

Вторая группа характеризует состояние объекта контроля по признакам. Таким образом, идентификация строится по принципу принадлежности каждого набора элементов идентификатора к определенной группе, каждая из которых в свою очередь делится на подгруппы. Сочетание групп

классификатора позволяет формировать типовые данные, характеризующие любой вид оборудования гидроэлектростанций. Благодаря этому классификатор унифицирует информацию о техническом состоянии основного оборудования, и обеспечивает возможность автоматизированной (программной) обработки этой информации (табл. 1). Структура классификатора даёт возможность расширения перечня классифицируемых компонентов каждой группы (состав оборудования и позиции, связанные с его техническим состоянием), что позволяет адаптировать его в случае появления и внедрения новых методов диагностики оборудования. При кодировании предусматривается возможность развития Классификатора и представленного ниже Реестра путём, как пополнения состава групп и подгрупп, так и изъятия из них каких-либо компонентов. Предложенная система классификации обеспечивает:

- достаточную емкость и необходимую полноту представления информации,

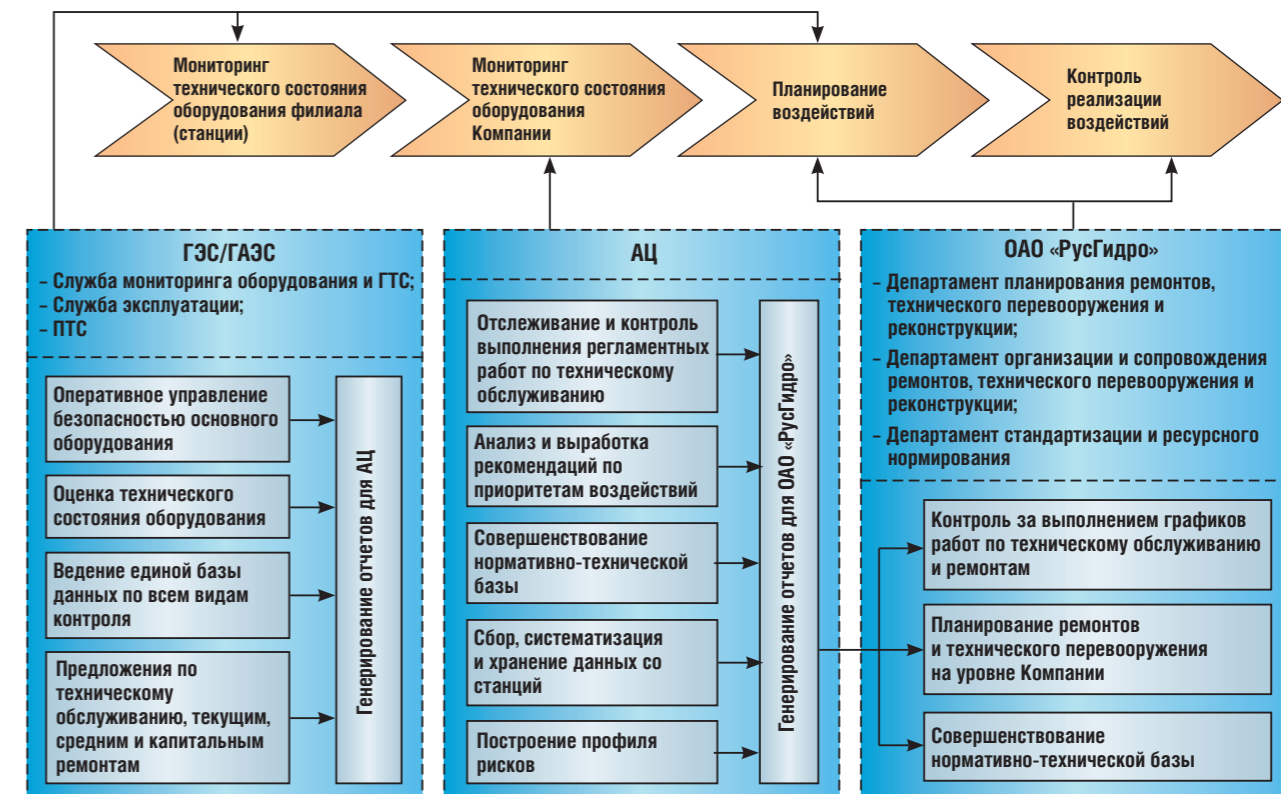
- охватывающие все объекты классификации в заданных границах;
- достаточный объем представления элементов объектов контроля;
- возможность решения комплекса поставленных задач;
- возможность расширения множества классифицируемых объектов и их признаков;
- простоту адаптации классификатора к конкретным условиям.

Разработанный Системный классификатор используется для составления реестра основного оборудования Компании, в котором объекты контроля (оборудования) привязаны к конкретному производственному участку и/или технологическому процессу определенной станции. Таким образом, составленный реестр позволяет идентифицировать техническое состояние конкретной единицы (элемента) оборудования на конкретном производственном участке конкретной станции по конкретному признаку. Таблица 2 иллюстрирует на примерах содержание реестра.

ТАБЛИЦА 2

Наименование группы	Идентификация принадлежности объекта контроля		Идентификация вида и типа объекта контроля			Идентификация технического состояния объекта контроля	
	Принадлежность к ГЭС	Местоположение объекта	Вид единицы оборудования	Тип единицы оборудования	Объект контроля	Вид технического состояния	Признак технического состояния
Пример № 1	Жигулевская ГЭС	Гидроагрегат № 1	Генератор	Гидрогенератор синхронный к гидравлической турбине вертикальной	Статора генератора	Электрическая прочность изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки	Коэффициент нелинейности зависимости токов утечки от напряжения (Фаза А)
Пример № 2	Новосибирская ГЭС	Гидроагрегат № 6	Силовой трансформатор 7 габарита	Автотрансформатор силовой	Бак трансформатора	Отсутствие протечек в баке трансформатора	Протечки в местах стыковки колокола с поддоном

РИС. 3



Единый Диагностический Комплекс (ЕДК ОО) предназначен для формирования в корпоративной сети Компании современного инструмента, повышающего как эффективность, так и надёжность управления безопасностью оборудования и сооружений.

Задачи, решаемые ЕДК ОО:

- создание информационного поля контроля состояния энергетического оборудования на уровне каждой станции – филиале РусГидро и на уровне Компании;
- обработка информационных потоков, поступающих от станций (филиалов);
- совершенствование системы мониторинга технического состояния оборудования и оптимизация процесса подготовки управленческих решений, обеспечивающих своевременность вывода оборудования в ремонт и реконструкцию.

В работе Единого Диагностического Комплекса предполагаются следующие участники процесса (рис. 3):

- Станции – филиалы Компании осуществляют:
 - оперативное управление безопасностью основного оборудования;

- проведение мониторинга технического состояния основного оборудования;
- ведение станционной электронной базы данных результатов мониторинга;
- подготовку и отправку в Аналитический Центр ОАО «РусГидро» информации, необходимой для анализа технического состояния основного оборудования Компании с целью планирования ремонтов и технического перевооружения.

• Аналитический Центр Компании осуществляет:

- ведение единой электронной базы данных и анализ информации, поступающей со станционных ИДС;
- разработку рекомендаций и отчётов для Компании по проведению воздействий на оборудование;
- отслеживание выполнения регламентных работ по техническому обслуживанию основного оборудования;
- координацию и распределение информационных потоков в ЕДК ОО;
- электронное хранение документов.

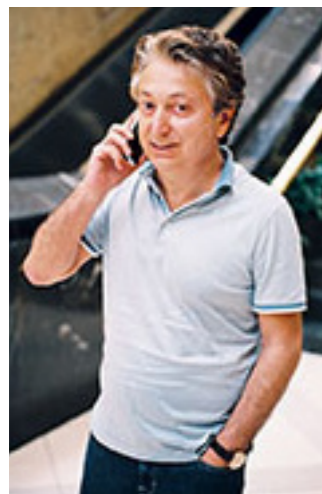
- Департаменты Компании осуществляют планирование и контроль воздействий (ремонтов, замен, модернизаций и т.д.) с учётом предложений станций по проведению ремонтов и работ по техническому перевооружению, а также материалов анализа и рекомендаций Аналитического центра.

Создаваемый Единый Диагностический комплекс по контролю основного оборудования при реализации на всех гидроузлах Компании позволит наиболее эффективно управлять ремонтами и техническим перевооружением, а также позволит существенно повысить контроль за безопасным состоянием оборудования.

Разработанная информационная система предусматривает возможность объединения со станционной информационно-диагностической системой по контролю состояния ГЭС уже работающей на большинстве крупных ГЭС Компании.

В качестве пилотного проекта диагностический комплекс внедряется на Новосибирской ГЭС, а в 2012 г. предусмотрена опытная эксплуатация его ещё на двух ГЭС. ●

УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕОТХОДОВ



Геннадий Ман,
Man Oil Group



Евгений Беленко,
Man Oil Group,
к.х.н.



Сергей Серый,
Man Oil Group,
к.э.н.

На фоне возрастающих потребностей в ресурсах для топливно-энергетического комплекса, несовершенства технологий добычи и переработки полезных ископаемых, существенно повышается антропогенная нагрузка на почвенные и водные экосистемы. Один из наиболее ярких примеров – контаминация природных сред сырой нефтью и отдельными нефтепродуктами. Экологический ущерб происходит от добычи, транспорта, перегонки и использования нефтепродуктов. На территории России по официальным данным ежегодно образуется более 3 млн. тонн новых нефтешламов, при этом большинство компаний не заявляют накопленные объемы отходов в отчетности. Как решить проблему нефтешламов?

Практические разработки в области переработки нефтяных шламов зачастую направлены на выделение нефтепродуктов, при этом сточная вода, твердая или полужидкая масса, насыщенные химреагентами, глинами и углеводородами, практически не утилизируются, продолжая представлять опасность для региональных экосистем. Поведение таких поллютантов в окружающей среде зависит от их природы и количества, факторов самой среды, что осложняет процессы очистки. Государство ужесточает природоохранные требования и усиливает позиции органов экологического контроля, рынок отчаянно нуждается в наличии высокоэффективных и экологически-дружественных решениях, способных обеспечить оперативную переработку большого объема шлама вне зависимости от состава, без образования вторичных отходов. Проблематика объединила представителей власти, бизнеса, экологических общественных организаций и научные коллективы. Необходимо повышать качество переработки, уходя от неэффективных схем превращения одних отходов в другие. Последствия технологической деятельности человека должны быть максимально безопасны для природы. Многочисленные методы переработки нефтешламов направлены на сокращение объемов отходов. В процессе реализации подобных технологий происходит «концентрирование» опасных органических и неорганических составляющих исходного продукта, повышающих токсичность и класс опасности. В профессиональных терминах

промышленной экологии «отходы превращаются в отходы» – эффективность реализации природоохранных мероприятий минимальна. Опыт сервисных компаний по борьбе с нефтезагрязненными отходами показывает, что использование исключительно физико-химических или биологических методов очистки является весьма сложным и неоднозначным по результативности процессом. Необходим комплексный подход к ремедиации нефтезагрязненных объектов, включающий модуль биологических методов воздействия, как составную часть успешного процессинга отходов. Подобные технологии должны быть направлены на активизацию природных факторов самоочистки, когда биодеструкция должным образом обработанных отходов происходит под воздействием аборигенных факторов биоценоза, – технологическое вмешательство человека лишь стимулирует естественный процесс биодegradации. Нефтегазовая отрасль в России обязана неуклонно следовать принципам добросовестного ведения бизнеса. В июне 2012 г. министерство природных ресурсов озвучило поправки к Федеральному закону «Об отходах производства и потребления». Чиновники готовы передать в руки бизнесу контроль за деятельностью в области обращения с отходами, параллельно с этим государство планирует жестко следить за недобросовестным отношением к отходам, вплоть до изъятия земель у собственников при невыполнении ими работ по рекультивации шламохранилищ.

РИС. 1. Комплекс по переработке нефтешламов, производительность: 15 м³/ч



Вопрос экологии для нефтяной отрасли неразрывно связан с отходами. В России уже используются технологии, которые качественно и комплексно решают проблему утилизации нефтяных шламов, причем экологически чистым способом. Одну из таких технологий разработали в компании Man Oil Group. Решение основывается на экологически чистых реагентах и запатентованном оборудовании, что полностью соответствует жестким европейским стандартам. Комплексное решение для утилизации нефтешламов обеспечивает уникальные результаты благодаря привлечению микробиологов, геологов, нефтехимиков и специалистов в коллоидной химии. Технология предполагает использование нетоксичных реагентов и биологическую утилизацию конечного продукта. Высокотехнологический процесс – оборудование по переработке шламов STORM-15 (в настоящее время в процессе патентования. Заявка MOG AG зарегистрирована в Европейском Патентном Ведомстве EP 12169851 Эффективное выполнение технологического процесса обеспечивается экологически безопасным реагентом NHS – комплекс специально подобранных поверхностно-активных веществ (в процессе патентования. Заявка MOG AG зарегистрирована в Европейском Патентном Ведомстве EP 11162199.1.N M35-0001PR-EP).

Технологический процесс:

- автоматизированный забор шлама
- подготовка пульпы: очищенный от крупноразмерных инородных включений нефтешлам смешивается с товарно-водной композицией при участии реагента NHS
- подготовка пульпы оптимальной консистенции и температуры: грохот, теплообменники, вибросита и смесители
- отделение твердой фазы от углеводородной эмульсии: пульпа подается в систему гидроциклонов, под действием NHS происходит снижение поверхностного натяжения на границе фаз

- выделенная твердая фаза направляется на биоремедиацию
- выделенная углеводородная эмульсия через систему очистки для отделения мелкодисперсных примесей направляется в гравитационно-динамический сепаратор. Сепарация жидкой фазы на смесь углеводородов и воду интенсифицируется за счет воздействия температуры и деэмульгирующих свойств NHS
- выделенная смесь углеводородов направляется в систему приема нефтепродуктов
- вода через систему тонкой очистки направляется для повторного использования в технологическом процессе STORM-15 или в систему водоотведения предприятия.

Нефтешлам по пульпопроводу подается в Комплекс STORM-15. Заборное устройство размещено на понтоне, что обеспечивает оперативное перемещение блока по всему объему шламоотстойника (в вертикальном направлении заборное устройство перемещается с использованием тельфера). В ЗУ используются погружной шламовый насос и механический рыхлитель с приводами от гидростанций. При необходимости в зону забора шлама через высоконапорные форсунки подается размывочная вода и производится «местный» разогрев шлама, что обеспечивает эффективное извлечение шлама любого состава со всего объема отстойника и его транспортирование по системе пульпопроводов (плавающих и стационарных) на дальнейшую переработку.

РИС. 2

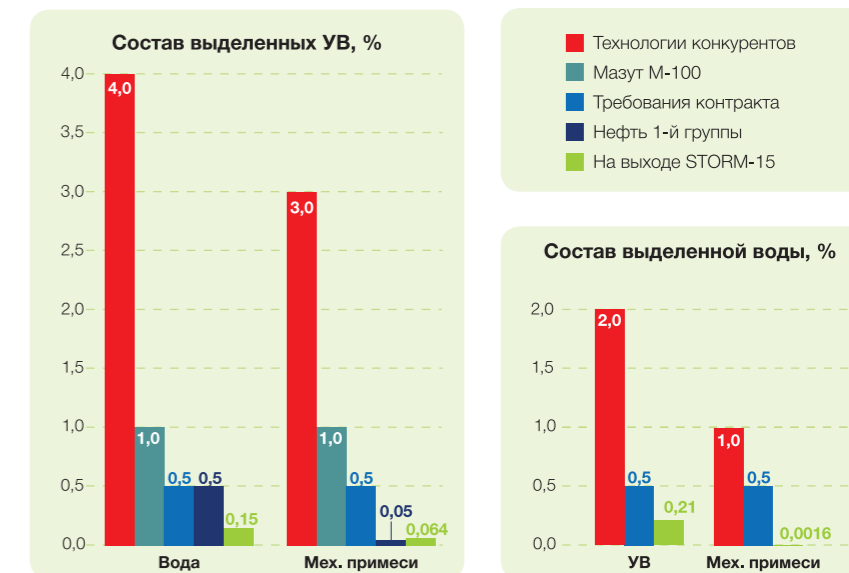




РИС. 3

Свобода инсталляции оборудования: технологические параметры заборного устройства позволяют разместить Комплекс на большом удалении от шламонакопителя. Легкость перемещения заборного устройства: основной пульпопровод (250 м) имеет несколько точек подключения гибкого пульпопровода (100 м), что позволяет охватить весь шламонакопитель

Мобильное заборное устройство обеспечивает качественный забор шлама со всего объема и независимость от инфраструктуры и геометрических параметров шламонакопителя.

Методика подбора наилучшего комплекса поверхностно-активных веществ – трехфазная сепарация нефтешламов

Эффективное решение для переработки нефтешламов может быть исключительно индивидуальным, подбор активной композиции должен максимально учитывать исходные параметры загрязнения. Технология Man Oil Group предусматривает компаундирование реагентов с разными параметрами с целью получения заданных свойств для конкретной задачи очистки. Таким образом, повторить технологию невозможно, NHS – индивидуальная для каждого проекта композиция поверхностно активных веществ. При фазовом разделении «легких» нефтешламов решающее значение имеет правильный выбор термобарического режима процесса сепарации, а также применение универсального моющего Поверхностно-активного вещества (ПАВ), сочетающего высокую солюбилизирующую емкость по отношению к углеводородам, а также деэмульгирующую активность при разрушении устойчивых нефтешламовых эмульсий. При этом, было разработано семейство специализированных композиций неионных ПАВ – NHS, образующих микроэмульсии с регулируемой температурой инверсии фаз (ТИФ) в технологически оптимальном

диапазоне 40 – 70°C. Сочетание высоких солюбилизирующих и деэмульгирующих характеристик NHS достигается за счет реализации следующих основных принципов:

- в качестве основного компонента NHS выбираются неионные ПАВ, обладающие низким межфазным натяжением на границе «вода – нефть»;
- неионные ПАВ в основе NHS должны быть ограниченно растворимы в воде (при с.у.); в гомологических рядах данного типа ПАВ поверхностная активность увеличивается с повышением гидрофобности макромолекул и, соответственно, снижением растворимости ПАВ в водной фазе;
- наиболее эффективные композиции NHS в качестве активной составляющей включают преимущественно маслорастворимые неионные ПАВ с величиной гидрофильно-липофильного баланса (ГЛБ) в интервале 6 – 8;

- для обеспечения солюбилизирующей активности композиции NHS содержат со-ПАВ, имеющие ионный характер и повышающие величину ГЛБ продукта до 8 – 10;
- температура «помутнения» неионного ПАВ в основе NHS лежит в интервале низких значений и не превышает 5°C. При этом, при солюбилизации крупных углеводородов, размеры молекул которых превышают гидрофобные фрагменты ПАВ, образуются весьма устойчивые микроэмульсии с температурой инверсии фаз, существенно превышающей температуру «помутнения» системообразующего ПАВ; соответственно, ТИФ большинства микроэмульсий, в зависимости от природы преобладающих углеводородов, лежит в интервале 40–70°C, что соответствует оптимальным условиям сепарации нефтешламов.



Выбор в качестве поверхностно-активной основы NHS преимущественно гидрофобных неионных ПАВ с низкими значениями температуры «помутнения» обуславливает высокую эффективность композиций NHS при разрушении инвертных водо-нефтяных эмульсий. При этом, ПАВ замещает на межфазной границе молекулы природных стабилизаторов (парафинов, асфальтенов и пр.), образуя механически неустойчивые адсорбционные слои, не способные препятствовать термообусловленной коалесценции эмульсии.

Для рационального применения композиций NHS при очистке нефтезагрязненной минеральной фазы разработана трехмерная структурная модель, отвечающая, как физико-химическим свойствам ПАВ, входящих в состав NHS, так и особенностям технологии сепарации нефтешламов. Было показано, что сферическая шламовая частица имеет слоистую структуру, причем сферические слои разделены адсорбционными слоями полимерных углеводородов, сформировавшимися на границе твердой фазы и тонких водных пленок.

В присутствии NHS изменяется заряд поверхности минеральных слоев, и механизм «цементирования» гипотетической шламовой частицы нарушается, приобретая амфифильный характер. Для этого компоненты NHS должны иметь, как гидрофильные, так и гидрофобные свойства, то есть, обладать амфифильностью. Тогда на межслоевой поверхности шламовой частицы молекула ПАВ одной своей частью (гидрофильной) прочно удерживается на минеральной поверхности, а другой (гидрофобной) – ориентируется внутрь, в межслоевое пространство, заполненное адсорбционным слоем производных углеводородов.



Вода в такую «пору» поступает весьма быстро, за счет чего частицы шлама увеличиваются в объеме (набухают) и, в пределе, разрушаются с образованием трех несмешивающихся фаз. Модель разрушения устойчивой нефтешламовой частицы с применением комплекса специально подобранных ПАВ (композиция NHS) предполагает формирование сорбционных слоев амфифильных молекул между двумя минеральными поверхностями. Гидрофильная часть молекулы ПАВ адсорбируется на гидрофильной же поверхности минеральной фазы, а гидрофобные фрагменты ПАВ образуют совместно с углеводородами концентрические каналы, поступление в которые водной фазы повышает расклинивающее давление, в следствие чего единый шламовый агрегат разрушается. Для успешной сепарации твердых нефтешламов необходимы амфифильные ПАВ с доминирующими гидрофобными свойствами, которые разрыхляют слоистую структуру и приводят к эффективному трехфазному разделению системы.

Биологическая очистка нефтяных отходов – технология биоремедиации

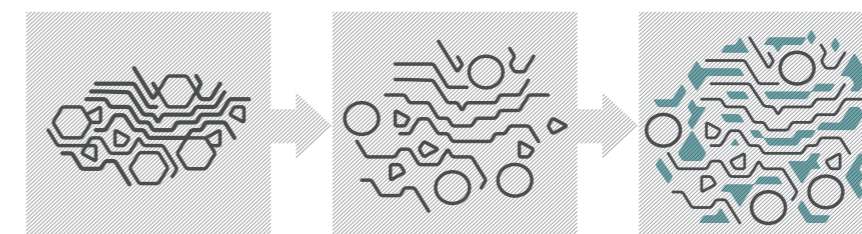
Технология биоремедиации MOG AG базируется на активизации аборигенной микрофлоры – углеводородокисляющих микроорганизмов, с применением реагента NHS.

ХАРАКТЕРИСТИКИ NHS

- Поддержание и интенсификация природных процессов биодеградации УВ
- Безопасность для компонентов окружающей среды
- Состоит из органических веществ природного происхождения
- Безвреден для человека

В настоящий момент комплексная технология экологической очистки Man Oil Group реализуется на заводе ТНК-ВР в Украине. Руководство концерна следит за новыми технологиями, проводятся многочисленные тесты и испытания, развивается экспертная компетенция внутри концерна. ТНК-ВР ответственно относится к выбору подрядчика, строго соблюдая экологические стандарты производства, обеспечивая экономическую эффективность каждого проекта. ТНК-ВР – международный концерн, который высоко поставил себе планку во всем, что касается окружающей среды и ответственности, особое внимание уделяется экологии и современным решениям. ●

РИС. 5. Увеличение площади биодеструкции





А. Ананенков



А. Золотухин



И. Мельников



А. Дмитриевский



Члены правления
ОАО Газпром



В. Тарасюк



Открытие выставки
Нефтегаз-2012



А. Боксерман



С. Эльманович



Акционеры
ОАО Газпром



Г. Ман



Л. Тан
с переводчиком



Г. Шмаль



И. Есипова



Участники
конференции МИОГ



В. Капустин,
С. Хаджиев



А. Киляков



А. Медведев



Конференция
МИОГ

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

Сентябрь 2002 г.

Газ в качестве моторного топлива?

3 сентября 2002 г в Газпроме состоялось заседание комиссии при правительстве РФ по использованию природного и сжиженного газа в качестве моторного топлива.

Участники заседания обсудили дальнейшее участие Газпрома в проекте «Голубой коридор», разработанном ООН. Идея Голубого коридора состоит в развитии заправочной сети АГЗС с целью обеспечить сквозной проезд автомобилей по маршруту только на альтернативном топливе.



• Комментарий Neftegaz.RU

В начале июля 2012 г Газпром поставил перед собой задачу значительно расширить газомоторный бизнес в России к 2013 г и создать на его основе масштабный рынок сбыта природного газа компании. В начале августа 2012 г стало известно о планах Газпрома сделать Тамбовскую область пилотной в реализации проекта по переводу транспортных средств области на газомоторное топливо. А Голубого коридора пока так и нет.

Сентябрь 2002 г.

Эксперты предрекают нефтяной кризис

В мире в 2012 г должен начаться масштабный кризис, вызванный



превышением спроса на нефть над предложением, считают эксперты Ассоциации по изучению конъюнктуры нефтяного спроса. В ЕС остро стоит вопрос поиска заменителей «черного золота», а цены на нефтепродукты устойчиво растут. В ЕС делают упор на газ. Сложнее ситуация в США: газ туда доставить просто невозможно. Поэтому, зависимость Америки от нефтеимпорта станет усилением натиска на членов ОПЕК. Это может привести к масштабным вооруженным конфликтам.

• Комментарий Neftegaz.RU

Цель «апрельских революций» оправдывала предсказание масштабных вооруженных конфликтов. Причем Америка не всегда их инициирует, но грамотно успевает воспользоваться их результатами. При этом США, наладив промышленную добычу технологически недоступного ранее сланцевого газа, полностью прекратили его импорт СПГ, став в большей степени энергонезависимой страной.

Сентябрь 2002 г.

Россия-Норвегия: обменяемся опытом?

В Москве пройдет российско-норвежский семинар по нефтегазовым технологиям.

В Минприроды РФ, специалисты 2-х стран обсудят новые технологии и возможность работы норвежских компаний на российском континентальном шельфе.

В Минприроды РФ отметили, что семинар является 1-м шагом на пути реализации «Программы сотрудничества в рамках российско-норвежского диалога по вопросам природных ресурсов и экологии», подписанной 27 августа 2002 г в Ставангере (Норвегия) и рассчитанной на 5 лет.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2011 г Россия совершила очередной, возможно, странный, шаг – отдала соседней Норвегии богатейший морской район в Баренцевом море. Богатейший не только из-за рыбы. Здесь находится одно из крупнейших в мире газовых месторождений – Свод Федынского, которое в 3 раза больше знаменитого Штокманского ГКМ.



Правда, по соглашению России отошла большая часть спорной зоны – чуть более 860 тыс км², Норвегия же получила около 510 тыс км².

Кстати, хотя Штокман в 2 раза превосходит все норвежские запасы нефти и газа, Statoil все-таки вышла из участия в этом проекте. ●

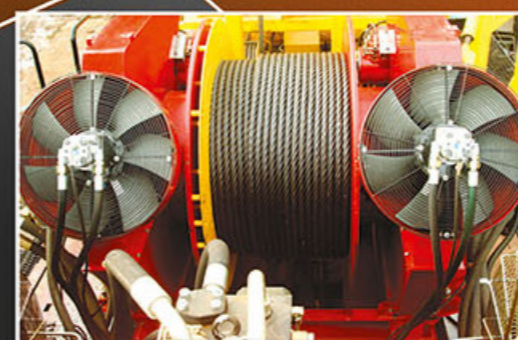


УРАЛВАГОНЗАВОД

Мобильные буровые установки

МБР-125, МБР-160

Предназначены для текущего, капитального ремонта и бурения скважин с устьевым давлением до 35 МПа; освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин глубиной до 5000 метров



УНИКАЛЬНОСТЬ -

- ЛЕБЁДКА СО ШВЕДСКИМ ГИДРОПРИВОДОМ
- ВЕРХНИЙ СИЛОВОЙ ГИДРОПРИВОД С ПИТАНИЕМ ОТ ШТАТНОЙ ГИДРОСИСТЕМЫ

Отдел сбыта: тел./факс (3435) 345-293, 345-435, 345-104
E-mail: 791@uvz.ru
Служба сервиса: тел. (3435) 344-236, факс (3435) 344-507
Разработчик ОАО «Спецмаш» (Санкт-Петербург) Тел.: +7 812 3200824

WWW.UVZ.RU

WWW.URALVAGONZAVOD.COM

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...

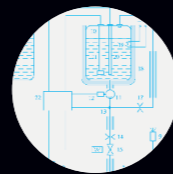
Полная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

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



АРМАТУРА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

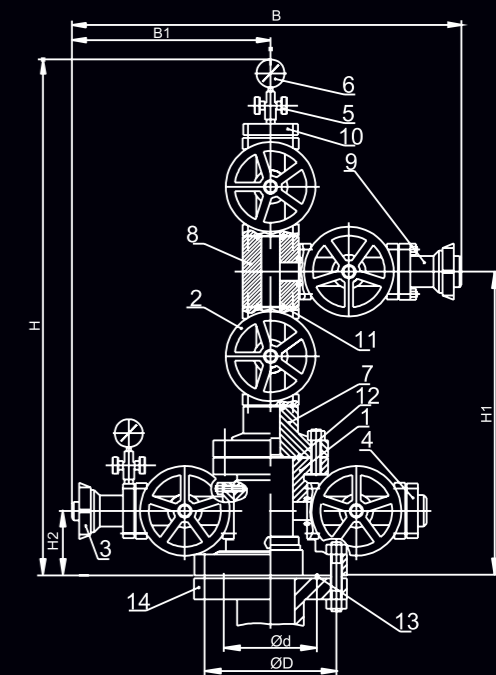
1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.9. Арматура промышленная трубопроводная и подвижная

ПРЕДНАЗНАЧЕНА для герметизации устья нагнетательных скважин, подвески скважинного трубопровода, нагнетания воды в пласт и проведения технологических операций



ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА			
Рабочее давление РН, МПа (кгс/см ²)	14 (140)	21 (210)	35 (350)
Пробное давление Рпр, МПа (кгс/см ²)	28 (280)	42 (420)	70 (700)
Условный проход ствола, мм	65		
Условный проход боковых отводов, мм	65		
Рабочая среда, температурой, °С	вода сточная нефтепромысловая, вода техническая пресная, вода морская с содержанием механических примесей до 0,5% по объему и размером твердых частиц не более 0,1 мм, температурой от минус 5 до 120°С. Допускается нагнетание 20% раствора соляной кислоты с добавлением от 2 до 5% уксусной кислоты в течение 1 часа с последующей промывкой		
Климатическое исполнение	У1, ХЛ1 по ГОСТ15150-69		
Температура окружающей среды, °С	от минус 45 до +40 для У1 от минус 60 до +40 для ХЛ1		
Схема арматуры по ГОСТ 13846-89	1		
Тип запорного устройства	задвижка шиберная типа ЗМС		
Тип соединения в арматуре	фланцевый		
Количество подвешиваемых колонн	1		
Полный средний срок службы	15 лет		
Средний срок службы до капитального ремонта	8 лет		
Наработка на отказ	15000 часов		
МАТЕРИАЛ ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ			
Тип арматуры	АНК 1-14	АНК 1-21	АНК 1-35
Трубная головка	Сталь 40ХН	Сталь 40ХН	Сталь 40ХН
Переводник трубной головки	Сталь 40ХН	Сталь 40ХН	Сталь 40ХН
Заглушка	Сталь 35Х	Сталь 35Х	Сталь 40ХН
Тройник	Сталь 35Х	Сталь 35Х	Сталь 40ХН
Фланец ответный	Сталь 20Х	Сталь 20Х	Сталь 20Х



Обозначение	Масса, кг	Размеры, мм						
		Н	Н1	Н2	В	В1	Д	d
УК АНК 1-65x14; -01	1000	1870	920	230	147	666	470	323,8
УК АНК 1-65x14-02; -03							470-480	320
УК АНК 1-65x14-04; -05							480	325
УК АНК 1-65x21; -01	1000	1870	920	230	1477	666	470	323,8
УК АНК 1-65x21-02; -03							470	320
УК АНК 1-65x21-04; -05							480	325
УК АНК 1-65x35; -01	1376	2206	1279	290	1421	748	483	323,8
УК АНК 1-65x35-02; -03	1174	2023	1200		1196	605		
УК АНК 1-65x35-04; -05	1439	2371	1444		1421	748		
УК АНК 1-65x35-06; -07	1195	2093	1267		1196	605		

1 – трубная головка, 2 – задвижка шиберная, 3 – быстросборное соединение, 4 – ответный фланец, 5 – вентиль манометра, 6 – манометр, 7 – переводник трубной головки, 8 – тройник, 9 – клапан обратный, 10 – буферный фланец, 11, 12, 13 – металлические прокладки, 14 – колонная головка

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ УСТАНОВКА ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОТОПЛИВНОЙ ЭМУЛЬСИИ (ВТЭ)



на основе дизельного топлива для автомобилей класса КАМАЗ, МАЗ, БЕЛАЗ, тепловых и судовых дизелей мощностью от 100 до 1000 л.с.

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3. Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1. Технологическое оборудование

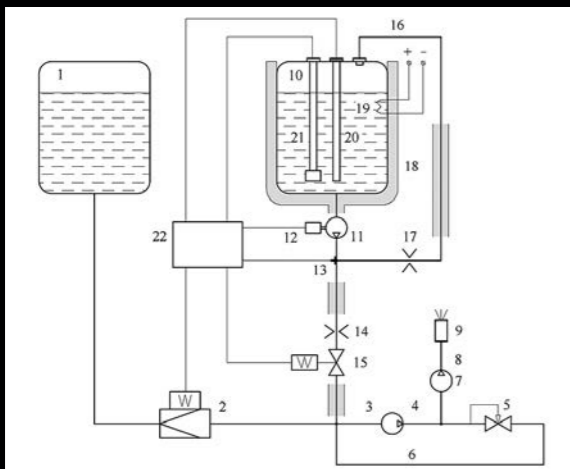
Способ получения эмульсии

Для получения ВТЭ используется штатное оборудование топливной системы и физические процессы в системе впрыска. Эмульсию получают в два этапа:

первый этап – механическое смешение и диспергирование воды и топлива в подкачивающем насосе;

второй этап – диспергирование смеси за счет энергии ударных волн в топливopровode после насоса высокого давления.

Принципиальная схема и состав установки



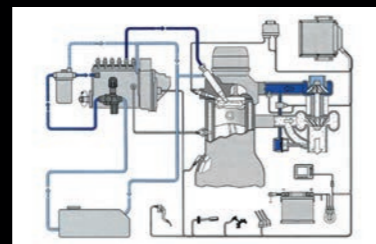
Штатное оборудование топливной системы дизеля	Оборудование системы подачи воды для получения ВТЭ
1 – топливный бак;	10 – водяной бак;
2 – датчик расхода топлива;	11 – водяной насос;
3 – подкачивающий насос;	12 – регулятор производительности насоса;
4 – магистраль подачи топлива к системе впрыска;	13 – датчик давления воды;
5 – регулятор давления;	14, 17 – дюзы;
6 – магистраль возврата топлива;	15 – электромагнитный клапан;
7 – насос высокого давления;	16 – магистраль возврата воды в бак;
8 – магистраль высокого давления;	18 – термоизоляция;
9 – форсунка;	19 – электрический водонагреватель;
	20 – датчик уровня воды;
	21 – датчик температуры воды;
	22 – управляющий контроллер

Технические характеристики

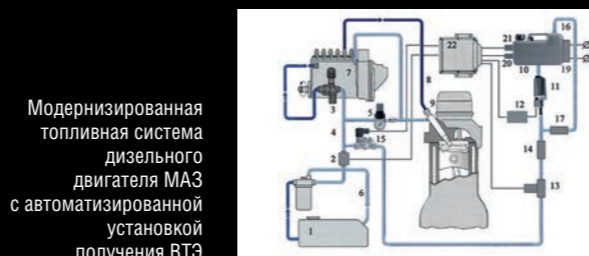
- содержание воды в ВТЭ – 5–10 %;
- дисперсность ВТЭ – 5–10 мкм;
- потребляемая мощность не более – 100 Вт;
- потребляемая мощность в рабочем режиме получения ВТЭ – 50 Вт;
- режим работы – автоматический;
- диапазон температуры окружающей среды – от - 30 до + 50 °С;
- максимальный габарит определяется размерами бака для воды объемом 20 – 40 л;
- максимальная масса (без воды), – 10 кг;
- срок окупаемости в зависимости от мощности двигателя – 3–9 мес.

Пример практической реализации установки

Разработанная технология и установка могут быть использованы на автотранспортных и других предприятиях, использующих дизельное топливо. Практический пример встраиваемости установки в штатную топливную систему дизельного двигателя приведен на рисунках.



Штатная топливная система дизельного двигателя МАЗ с распределительным ТНВД



Модернизированная топливная система дизельного двигателя МАЗ с автоматизированной установкой получения ВТЭ

Преимущества

- снижение до 10 % удельного расхода топлива;
- сокращение сажевыделения в цилиндрах двигателя, снижение дымности и концентрации токсичных составляющих в выхлопных газах без оснащения системы газовойпуска дорогостоящими каталитическими нейтрализаторами и обеспечение действующих норм;
- раскоксование отверстий форсунок, увеличение срока службы выпускных клапанов;
- высокая надежность и простота эксплуатации.

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ПО СТАНДАРТУ API 4F

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.2.1. Буровые установки

Буровая установка для кустового бурения (шагающего типа)

Буровые установки такого типа рассчитаны на работу в арктическом климате, при температурах окружающей среды от -45°С до +45°С.

НКI-750 AC – Кустовая буровая установка в Арктическом исполнении

Система кустового бурения Multi-Well Drill System компании Highkelly состоит из мобильной буровой установки, включающей в себя подвыщечное основание, вышку и гидравлические приемные мостки, с системой самостоятельного перемещения типа "стомпер", 4 гидравлических узла (по одному в каждом углу подвыщечного основания), позволяющие осуществлять перемещение подвыщечного основания шагами по 26 дюймов (0,66 метра), в продольном или поперечном направлении. Система передвигается по конструкции из матов размером 8 x 40 футов (2,44 x 12,2 метра), выполненных из дерева или композитных материалов, если потребуются более высокий уровень изоляции. На боковой стороне подвыщечного основания установлена емкость для сбора циркулирующего бурового раствора из системы ПВО и перенаправления ее обратно в емкости бурового раствора. Гидравлические системы верхнего привода и прочих элементов буровой установки интегрированы во внешней кабине, чтобы минимизировать подключения гидравлических и электрических линий к основной системе поддержки. Аккумуляторная система присоединена к подвыщечному основанию, таким образом все линии являются встроенными и находятся на допустимом безопасном расстоянии от скважины.

Основная система поддержки является стационарной и предназначена для питания мобильных буровой установки от серии компактных контейнеров, в которых находятся электрические линии, а также линии бурового раствора, воды и пара. Контейнеры поставляются любой длины, которая будет максимально приемлема для расстояния между скважинами. По мере перемещения буровой установки контейнеры добавляются, что помогает максимально снизить время простоя. Эта система



применяется в Северной Канаде, где климатические условия такие же, как и в Западной Сибири. Поскольку буровой комплекс может перемещаться в боковом направлении, он может осуществлять бурение системы скважин, расположенных параллельно друг к другу.

ВРЕМЯ МОНТАЖА И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ:

- Время первичного монтажа: 30 часов.
- Полный демонтаж для переезда на другую точку бурения: 30 часов.

Буровая установка, вместе с матами и бурильными трубами, может быть перевезена в виде 45 единиц груза.

Приглашаем Вас посетить наш стенд на выставке Нефтегаз-2012: Пав. 8, Зал 3, Стенд 83B54.

ООО «Интера» – официальный представитель Highkelly Industries Ltd. в России и Странах СНГ
Тел./факс: +7 (495) 565-37 20
E-mail: info@highkelly.ru,
Web: www.highkelly.ru



«ТЭК является одной из ключевых отраслей мировой экономики и во многом определяет ее устойчивое развитие в XXI веке»

Д. Медведев

«И добыча, и переработка должны вестись на современном оборудовании»

В. Путин



«В случае объединения ФСК и МРСК расходы государства на выкуп акций у миноритариев могут составить от \$700 млн до \$3 млрд»

А. Новак



«Для каждой нефтяной компании запасы — это главная ценность. Все остальное, что на земле, — вторичные активы»

В. Алекперов

«Санкции против Ирана — это "харакири" со стороны европейцев»

Н. Токарев



«У меня весь реальный сектор»

А. Дворкович



«Мне кажется, что нефть где-то есть. А если есть нефть, не может быть, чтобы где-то не прорвало газ... Мне кажется, что нам надо внимательнее посмотреть на недра. Найдем мы что-то. Не может быть, чтобы кто-то искал и не нашел»

А. Лукашенко

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

ЕДИНЫЕ ЦЕЛИ -
ЕДИНЫМИ СИЛАМИ



ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ

консорциум геологоразведочных предприятий

TYPOGRAPHY #1

The fastest way to communicate is through face-to-face communication, listening

655