



СЛАНЦЕВАЯ
РЕВОЛЮЦИЯ

НЕФТЯНОЙ
КЛОНДАЙК

SHIP
SHOPPING

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[12] 2012

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

БУНКЕРОВКА:
ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВА





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



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

zaogkrs.ru



Сланцевая
революция

6

Нефтяной Клондайк

18



Новое
в использовании
топлива
на морском флоте

30



Буровое судно



Новинки морской
техники для
нефтянки

50

Ответ на вызов времени

О формировании системы
государственных требований,
определяющих научно-технический
уровень морской техники
для российской Арктики

48

Россия в заголовках

84

НЕФТЕГАЗ *Life*

88

Специальная секция
Классификатор продукции
и услуг в НГК

90

Цитаты

96

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК

4

Первая строчка

Все о персоне и событии месяца

10

Сланцевый газ:
мифы и реальность

12

Календарь событий
в январе-феврале

25

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

39

Ship shopping

Обзор ситуации на рынке
купли-продажи танкеров бункеровщиков

40

Бункеровка:
вопросы налогообложения

46

Суда-бункеровщики
в российских
портах

26



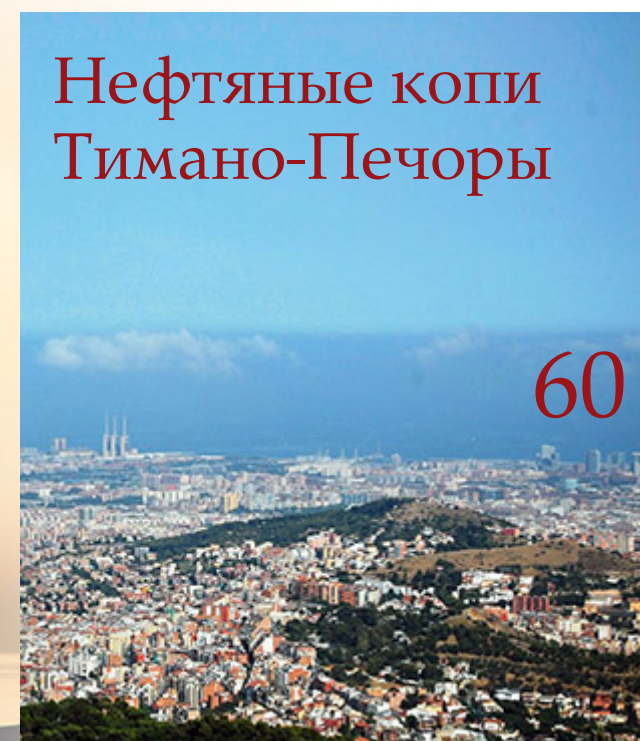
Легкая добыча
тяжелой нефти

64



Нефтяные копи
Тимано-Печоры

60



193 года назад

В 1819 году заложен первый уличный газовый фонарь на Аптекарском острове Санкт-Петербурга.

149 лет назад

В 1863 году построен небольшой газовый завод для освещения Большого и Малого Императорских театров.

101 год назад

В 1911 году в России появились первые заправочные станции на основании договора Императорского Автомобильного Общества с Товариществом «Бр. Нобель» относительно «бензиновых станций».

81 год назад

В 1931 году на базе конторы «Стройгаз» создан Государственный трест по использованию природных газов ВСНХ СССР «Союзгаз».

69 лет назад

В 1943 году в СССР введен в эксплуатацию первый магистральный газопровод Бугуруслан-Похвистнево-Куйбышев.

64 года назад

В 1948 году в Министерстве нефтяной промышленности создан Главнефтегаз.

47 лет назад

В 1965 году создано Министерство газовой промышленности СССР.

20 лет назад

В 1992 году на побережье острова Сахалин, на шельфе Охотского моря открыто месторождение «Сахалин-3», в которое входят 4 блока месторождений: Кириинский, Венинский, Айяшский и Восточно-Одоптинский. Общие запасы 1,4 трлн м³ природного газа и 700 млн т нефти.

10 лет назад

В 2002 году завершено строительство второй линии глубоководного участка газопровода «Голубой поток».

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:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Александр Боднар
Дмитрий Аверьянов
Борис Дармаев
Артем Терехин
Владимир Волков

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

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

Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров

**XI MOSCOW
INTERNATIONAL
ENERGY
FORUM**



**XI МОСКОВСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**

ТАК РОССИИ В XXI ВЕКЕ

Мировая энергетика: новые векторы развития
Энергетическая стратегия России в контексте новых вызовов



ОРГАНИЗАТОРЫ:

- Министерство энергетики Российской Федерации
- Министерство иностранных дел Российской Федерации
- Комитет Совета Федерации по экономической политике
- Комитет Государственной Думы по энергетике
- Российская академия наук
- Торгово-промышленная палата Российской Федерации



**ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ
14 МЕЖДУНАРОДНЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ
VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА**

**3000 УЧАСТНИКОВ
120 УНИКАЛЬНЫХ ДОКЛАДОВ
2000 МЕТРОВ ЭКСПОЗИЦИИ**

8 - 11 АПРЕЛЯ 2013

МОСКВА

+7 (495) 664-24-18
info@mief-tek.com

www.mief-tek.com



СЛАНЦЕВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ

Половина ввозимого в европейские страны газа поставляется из России. Но скоро ситуация может измениться. Сегодня запасы сланцевого газа в мире оцениваются в 456,3 трлн. куб.м³, по мнению экспертов эти оценки сильно завышены, но роль сланцевых энергоносителей переоценить сложно

Анна Павлихина

США, являясь самым крупным потребителем природного газа, первыми озаботились вопросами его альтернативы и занялись разработкой сланцевых месторождений. Помимо штатов крупными запасами обладают Канада, Австралия, Индия, Китай и некоторые европейские страны. Запасы последних исчисляются 35 трлн. м³, если бы они поставили добычу сланцевого газа на промышленный рельсы, то могли бы отказаться от привозного газа почти на пол века.

Недавно и Великобритания сняла запрет на технологию добычи сланцевого газа несмотря даже на угрозу землетрясений, которые, по мнению некоторых специалистов, вызывает фрекинг – один из немногих известных способов добычи сланцевого газа.

Вслед за США свой взор в сторону сланцевого газа обратила Иордания, которая недавно подписала первичное соглашение с Shell о разведке месторождений в бассейне Сархан.

С Иорданией – понятно, у них нет запасов традиционного газа, но, в отличие от Европы, есть ряд преимуществ по добыче сланцевого. Все дело в том, что разработка сланцевых месторождений (не говоря о нехватке технологий) имеет свои особенности: во-первых,



это очень водоемкое производство, оно должно располагаться в непосредственной близости акваторий, и, во-вторых, очень шумное. Но, как известно, небольшая (по меркам мировой карты) Европа очень густо населена, где ни город, там – заповедник и вряд ли ее население позволит добывать сланцевый газ на собственных участках.

Одной из самых богатых на этот ресурс страной является Китай, запасы сланцевого газа которого в 1,5 раза превышают запасы США.

Поддавшись всеобщему буму, все чаще стал обсуждать перспективы производства нетрадиционных видов газа, в частности, сланцевого и Газпром. Тем не менее, пока стоимость добычи природного газа даже в сложных условиях значительно ниже стоимости производства нетрадиционного газа.

Но сегодня главная задача, стоящая перед Россией, – повышение привлекательности поставок собственного газа. И здесь возникает две основные задачи: развитие мощностей по сжижению природного газа и ценовая политика, в которой Газпрому придется привыкнуть быть более гибким. Теперь вместо США сжиженный газ поставляется в Европу, туда же Америка направила свой уголь. В совокупности это привело к снижению европейской цены на газ. Вместе с тем, дешевого газа на новых месторождениях в России не будет. В сужающейся нише нашим компаниям придется конкурировать, имея дорогой газ.

В ближайшие годы американский газ потеснит на европейском рынке российское топливо. Эксперты полагают, что Газпром может не выдержать груза собственной инвестпрограммы, а выход видят в сокращении инвестиций Газпрома в газопроводы.

Традиционный баланс сил определенно пошатнулся, но о последствиях судить рано. Важно иметь не только технологии и сырье, но и уметь их продавать, а в этом России опыта не занимать. ●

НА МАГАДАНСКОМ ШЕЛЬФЕ БУДУТ ИСКАТЬ НЕФТЬ И ГАЗ

Александр Власов

На 2013 г. намечено начало геологоразведочных работ на участке Магадан-1.

Генеральный директор РН–Шельф-Дальний Восток Л. Бродский сообщил, что планы Роснефти по проведению ГРП работ на Магаданском шельфе отвечают государственным задачам по освоению Дальнего Востока. Проекты находятся на самой ранней стадии реализации, до получения первой нефти или газа пройдет длительный срок.

Еще в августе 2012 года Роснефть подписала с норвежской Statoil соглашение о совместной разработке Кашеваровского, Лисянского месторождений, а также блока Магадан-1.

Лицензионные участки Магадан-1, Лисянский и Кашеваровский, расположенные в северной части Охотского моря, Роснефть получила в феврале 2012 г. Прогнозные извлекаемые ресурсы этих участков составляют более 1,4 млрд т нефтяного эквивалента.

По словам Л. Бродского, разработка Магаданского шельфа требует от инвесторов значительных затрат с высокой степенью риска и длительным сроком окупаемости. К проведению ГРП работ будут привлечены подрядчики самой высокой квалификации. У компании накоплен значительный опыт безопасных и эффективных работ на шельфе Дальнего Востока России, схожем по природно-климатическим условиям.

Суммарная площадь трех участков Магадан-1, Магадан-2 и Магадан-3 – 46 929 км². Участок Магадан-1 будет отрабатываться совместно с норвежской государственной компанией Statoil, Магадан-2 и Магадан-3 – только силами Роснефти. Ресурсный потенциал трех участков, по предварительным прогнозам, составляет 2,6 млрд. тонн углеводородов. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Страны, не обладающие большими запасами природного газа, в последнее время все чаще стали обращать свои взоры в сторону альтернативы – сланцевого газа. Притом, настолько часто, что уже заговорили о сланцевой революции. Мы поинтересовались мнением наших читателей относительно того, как скажется на экономике России добыча этого ресурса другими странами.

Как повлияет на экономику России увеличение добычи сланцевого газа?

14%
Ситуация не изменится

35%
Позиции России, как одного из ведущих экспортеров, пошатнутся

16%
США снизят импорт газа, но экспорт в Европу останется неизменным

35%
Это даст ход развитию новых технологий

Что вы хотите получить на Новый год? Такой вопрос мы задали в преддверии самого любимого праздника и предложили выбрать из нескольких вариантов. Более всего нашим респондентам приглянулся в качестве подарка НПЗ, так сказать, «собственный свечной заводик», чуть меньше – 24% предпочли акции «Газпрома». Третье место поделили нефтяная скважина и сладкий подарок, остальные 12% согласны остаться без подарка вовсе, лишь бы не «не получить» в новый год.

Что вы хотите получить на Новый год?

24%
Акции Газпрома

16%
Нефтяную скважину

32%
НПЗ

16%
Сладкий подарок

12%
Не хочу получать в новый год



НАШИ ПАРТНЕРЫ:

CAMERON Valves & Measurement

CITBA

LOG VALVE

ZAVERO

RMA GMBH & CO. KG



www.clientwebwork.com

Готтхардштрассе 50
8002 – Цюрих – Швейцария
Тел.: +41 44 406 28 18
Факс: +41 44 406 28-19
E-mail: info@norreximag.ch

Представительство в России и СНГ
Агарков Евгений Игоревич
тел.: 8 916 999 65 05
E-mail: info@norreximag.ch
сайт: www.norreximag.ch

Персона

Медведев

Миллер

Михайлов

Новак

Дод

Алексеев

Дерипаска

Якунин

Набугимина

Сечин

Хлопонин

Новак Александр Валентинович



Александр Валентинович Новак родился 23 августа 1971 г. в городе Авдеевка Донецкой области. В 1993 году окончил Норильский индустриальный институт по специальности инженер-экономист.

Еще во время учебы работал на Надеждинском металлургическом заводе АО «Норильский комбинат», где и продолжил трудиться после окончания ВУЗа экономистом. В 1995 был назначен на должность начальника финансового бюро Надеждинского металлургического завода. Через два года занял пост начальника отдела расчетных операций, а затем начальника управления налогового планирования. В 1999–2000 гг. работал директором, а затем начальником управления организации труда и заработной платы все того же комбината.

В 2000–2002 гг. назначен заместителем, а позднее – первым заместителем главы города Норильска.

В 2002–2007 гг. – заместитель губернатора Красноярского края, исполняющий обязанности,

В 2007–2008 гг. – первый заместитель губернатора Красноярского края.

С 29 сентября 2008 года – заместитель министра финансов РФ.

21 мая 2012 г. – министр энергетики Российской Федерации.

начальник главного финансового управления администрации, руководитель департамента финансов администрации края.

В 2007–2008 гг. – первый заместитель губернатора Красноярского края, на этом посту курировал вопросы, связанные с функционированием отраслей хозяйственного комплекса и социально-экономического развития региона.

С 29 сентября 2008 года – заместитель министра финансов РФ. 21 мая 2012 г. назначен Министром энергетики Российской Федерации.

В последнее время именно А. Новак сообщает крайне важные инициативы. В октябре этого года А. Новак, выступая на конференции в Лондоне, озвучил позицию правительства по вопросу продажи доли ТНК-ВР. В октябре ВР сообщила, что будет стремиться продать долю в ТНК-ВР Холдинге через публичное размещение акций, если не сможет найти покупателя. А.Новак мягко пояснил, что никто не позволит это сделать.

Он сообщил, что «международным нефтяным компаниям потребуется одобрение со стороны правительства России, чтобы приобрести долю в 3-й по величине в России нефтяной компании ТНК-ВР Холдинг».

Спустя два месяца А. Новак снова выступил глашатаем

правительственной воли. В декабре, за несколько дней до предстоящей поездки Путина в Брюссель на 30-ю встречу на высшем уровне Россия-Европейский союз, министр энергетики РФ А. Новак провел брифинг, посвященный вопросам, которые должны были стать ключевыми пунктами встречи в Брюсселе.

Помимо прочего, А. Новак пояснил, что Россия не хочет выхода из единой энергетической системы Прибалтийских стран, ведь выход из синхронизированного режима означает необходимость огромных инвестиций для РФ для обеспечения безопасности системы.

Также А. Новак обозначил позицию правительства по третьему энергопакету, создавшему столько сложностей российскому Газпрому и задуманному, чтобы противостоять ему. Статус надгосударственного проекта позволил бы вывести Южный поток из-под действия 3-го энергопакета ЕС, требующего предоставлять доступ к трубе третьим лицам. «Мы ожидаем, что все страны, участвующие в проекте, примут соответствующие решения и это станет основой для придания проекту статуса трансграничного проекта», – сказал А. Новак.

Отметим, что именно А. Новаку было поручено анонсировать предстоящее мероприятие в Брюсселе. Такие поручения дают только «своим». Это знак большого доверия. ●

Сильные капиталы

Продажа квот

ВСТО-2 достроили

Новое назначение

Цены на нефть

Дошли руки до Арктики

Выборы президента

Торги на бирже

Цены на газ

Увеличение производственных мощностей

Крупнейший современный инфраструктурный проект нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан – достроили. В данный момент ведутся пусконаладочные работы. В качестве крайнего срока правительство обозначило 2014 г. Но запуск 2-й очереди магистрального нефтепровода намечен на 25 декабря 2012.

Первый, восточный, сегмент трубы заработал еще два года назад, сегодня российская нефть уже попала на премиальный дальневосточный рынок.

Магистральный нефтепровод (МНП) ВСТО-2 должен соединить нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с портами Приморского края России и обеспечить выход на рынки США и стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Протяженность МНП ВСТО-2 составляет 2045 км, а по территории Приморского края – 447,5 км. Маршрут МНП ВСТО-2 проходит через г.Сковородино – г.Благовещенск – г.Биробиджан – г.Хабаровск – порт Козьмино по территории Амурской области, Еврейской автономной области, Хабаровского края и Приморского края.

Реализация 2-го этапа ВСТО общей мощностью до 50 млн тн/год осуществляется одновременно с обеспечением расширения пропускной способности трубопроводной системы на участке Тайшет – Сковородино до 80 млн тн/год. Это проектная мощность, которая в перспективе будет достигнута за счет строительства дополнительных

нефтеперекачивающих станций, которые обеспечат более высокую скорость потока нефти.

Конечной точкой МНП ВСТО-2 стал спецморнефтепорт Козьмино у г. Находка. СМНП Козьмино начал работу в конце декабря 2009 г.

На уже действующем западном участке нефтепровода построены дополнительные насосные станции, благодаря чему его мощность возрастет с 30 до 50 млн тонн. До сих пор около 15 млн тонн нефти доходит до конца ВСТО-1 – Сковородино, перегружается в железнодорожные цистерны и доставляется в конечную точку всего маршрута, порт Козьмино, по железной дороге. С запуском ВСТО-2 весь этот объем (12 составов ежесуточно) уйдет в трубу, в результате стоимость транспортировки каждой тонны нефти снизится приблизительно на 10% ее текущей рыночной стоимости. Для увеличения объемов отгружаемой нефти в порту построен еще один нефтяной терминал, где могут швартоваться трансокеанские танкеры водоизмещением 300 тыс тонн.

4 июля 2012 г. участок МНП ВСТО-2 2693 км – км 2891, от камеры средств очистки и диагностики (СОД) НПС 21 до камеры СОД 23 полностью заполнен нефтью.

На заполнение линейной части и резервуарных парков второй очереди трубопроводной системы ВСТО потребовалось 1,452 млн т нефти.

9 октября 2012 г. завершилось заполнение нефтью участка 2-й очереди нефтепровода.

6 ноября 2012 г. «Транснефть» закончила заполнение нефтью

трубопровода ВСТО-2 от Сковородино до Козьмино. На заполнение МНП до НПС-38 потребовалось около 1 млн 250 тыс. тонн нефти.

Для переработки поступающей по МНП ВСТО-2 нефти Роснефть планирует уже в 2013 г начать строительство в Приморье нефтехимического комплекса, который будет выпускать моноэтиленгликоль, полиэтилен, полипропилен, а также ароматические углеводороды и этилбензол.

Объем перерабатываемого сырья превысит 3 млн т/год. По проекту, первый этап создания нефтехимического производства в Приморье завершится в 2015 году, второй – в 2017.

Работу МНП будут обеспечивать 3 НПС.

В «Роснефти» раздумывают над строительством продуктопровода до порта Де-Кастри, это позволит увеличить отгрузку с предприятия, хотя сама идея многим экспертам кажется экономически сомнительной. Еще меньше определенности с новым НПЗ мощностью 3 млн тонн, который «Роснефть» планирует построить в районе Находки.

Завершение реализации «Транснефтью» двух крупных проектов – ВСТО и БТС рождает вопрос: при исчезающем дефиците мощностей и приостанавливающейся нефтедобычей, сосредоточится ли компания на работе внутри страны или направит основные усилия на зарубежные рынки? ●

СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ: МИФЫ И РЕАЛЬНОСТЬ

В мире все острее разгорается полемика: сланцевый газ – раздутый миф или перспективный природный ресурс? Как сегодня идет процесс добычи сланцевого газа в мире и какой прогноз дают эксперты в отношении его использования в качестве энергоресурса?



Валентина Гавриленко,
заместитель директора
по НИР,
ОАО «НИИТЭХИМ»

Запасы сланцевого газа

Сланцевый газ (shale gas) состоит из метана с примесями углекислого газа, азота и сероводорода. Его источником являются газоносные сланцы – самая распространенная в мире осадочная порода, поэтому можно считать, что такой газ имеется повсеместно.

Залежи сланца, из которого можно добывать сланцевый газ, весьма велики, однако достоверных данных о его геологических ресурсах и разведанных запасах в мире не существует. Все публикации и рассуждения на эту тему носят лишь оценочный характер, причём большинство подобных работ базируются на исследовании Ханса-Хольгера Рогнера «Оценка мировых ресурсов углеводородов» (Hans-Holger Rogner «An Assessment of World Hydrocarbon Resources»),

выполненном в 1996-1997 гг. В настоящее время мировые запасы сланцевого газа оценены в 456,3 трлн. куб.м, при этом ресурс технически извлекаемого сланцевого газа по последним данным составляет 200 трлн.куб.м. Следует отметить, что по ходу проведения геологических работ в различных странах мира эти значения постоянно корректируются, причем в некоторых государствах в результате использования более точной техники они существенно сокращаются.

Ниже приведены данные Международного энергетического агентства о ресурсах технически извлекаемого сланцевого газа по регионам мира, из которых следует, что на сланцевый газ приходится 1/4 общемировых газовых ресурсов.

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

	Всего		Нетрадиционный		
	традиционный	нетрадиционный	газ плотных пород	сланцевый газ	угольный метан
В.Европа/Евразия	144	44	11	12	20
Ближний Восток	125	12	9	4	-
АТР	43	94	21	57	16
Америка-ОЭСР	47	67	11	47	9
Африка	49	40	10	30	0
Латинская Америка	32	48	15	33	-
Европа – ОЭСР	24	22	4	16	2
МИР	462	328	81	200	47

Первыми ставку на добычу сланцевого газа сделали США – самые крупные в мире потребители природного газа с ежегодным объемом потребления более 650 млрд.м³. На территории Соединённых Штатов пять крупных месторождений газоносных сланцев: Barnett, Haynesville, Fayetteville, Marcellus и Woodford. США активно занимаются разведкой сланцевых месторождений: залежи газоносной породы обнаружены уже в 23 штатах. Вместе с тем, в 2011 году многие газосланцевые компании и члены правительства США начали признавать, что объявленные ранее ресурсы сланцевого газа завышены и не так оптимистичны. И уже через год, в Annual Energy Outlook 2012, по данным на 1.1.2010 г., их официальная оценка составила только 481,8 трлн. куб. футов (17 трлн. куб. м)

Крупными запасами сланцевого газа обладают Канада, Австралия, Индия, Китай, а также некоторые страны Европы – Германия, Польша, Украина, Венгрия, Австрия, которые, как известно, являются импортерами российского природного газа.

Технологии добычи сланцевого газа

Бум добычи сланцевого газа произошел благодаря внедрению новых технологий – гидроразрыва пласта (фрекинга). Суть технологии гидроразрыва пласта заключается в создании в породе трещин, позволяющих высвободить скопления залегающего в ней газа. Для этого пробуривается вертикальная скважина, от которой на большой глубине расходятся горизонтальные тоннели длиной до 2–3 км. В тоннели закачивается смесь песка, воды и химикатов. Затем внутри тоннелей производится взрыв. Гидроудар разрушает перегородки газовых карманов и газ поступает в тоннели, откуда его можно откачать.

Данный метод добычи сланцевого газа уже получил промышленное



РИС. 1. Буровая на месторождении сланцевого газа в Пенсильвании (США)

применение в США, однако он не лишен целого ряда недостатков. Во-первых, при гидроразрыве закачиваемая в пласты смесь воды с химикатами выкачивается обратно и если на поверхности вдруг произойдет разлив химикатов, возникают экологические проблемы. Плюс смесь создает большую нагрузку на породы, что также может привести к загрязнению грунтовых вод химическими реагентами.

Себестоимость добычи сланцевого газа методом «фрекинга» зависит от целого ряда факторов, но определяющим параметром является стоимость скважины. Для снижения себестоимости сланцевого газа ведутся работы по сокращению затрат на бурение и сегодня в США затраты на одну скважину составляют примерно 4 млн. долларов по сравнению с 10–14 млн. долларов несколько лет назад.

Средняя себестоимость 1 тыс. куб.м сланцевого газа в США составляет 150–250 долл/ куб.м.

Технология 3D-сейсмики позволяет составлять трёхмерные модели

подземных пластов, что значительно повышает точность бурения. В сочетании с горизонтальным бурением трёхмерная сейсмика позволяет выявлять участки с небольшими объемами ископаемых, которые невозможно разведать традиционными способами. В традиционной нефте- и газодобыче 3D-сейсмика позволяет эффективно выявлять месторождения-сателлиты, сопутствующие основному месторождению.

Совершенствование технологии добычи сланцевого газа идет в направлении замены смеси воды с химикатами гелями из сжиженных углеводородов – метана или пропана. В новом методе весь жидкий метан (пропан), закаченный в пласт, переходит в газообразное состояние и выводится вместе с добываемым сланцевым газом.

Этот процесс впервые был использован канадской компанией GASFRAC четыре года назад, и с тех пор по этой технологии были разработаны более 1300 скважин в Канаде и США. Однако метод безводного разрыва сланцевых пород также нельзя считать экологичным из-за взрыво- и

пожароопасности используемых углеводородных гелей (в Канаде произошли две аварии на скважинах, разрабатываемых по этой технологии), поэтому именно развитие технологий добычи сланцевого газа будет определять масштабы его добычи, особенно в странах Европы, где экологические запреты наиболее жесткие.

Следует также отметить тот факт, что несмотря на технологические усовершенствования процессов добычи сланцевого газа в районах его добычи усиливается возможность землетрясений. Так, с 2001 года число землетрясений в центральной части США (где активнее всего идет бурение) с магнитудой три балла по шкале Рихтера резко выросло. В 2011 году число землетрясений в шесть раз превысило среднегодовой уровень за XX век. По оценкам Центра исследований землетрясений Университета Мемфиса, землетрясения вызываются закачиванием воды в глубокие слои недр под высоким давлением. Исследование в Британии подтвердило, что два землетрясения у Блэкула на северо-востоке Англии были вызваны именно этой технологией. И хотя большинство из них незначительны (всего три-пять баллов по шкале Рихтера), экологи предупреждают, что бурение сланцевого газа может оказаться бомбой замедленного действия.

Как же решается проблема добычи сланцевого газа в странах-импортерах природного газа?

США

В США сланцевая революция началась с разработки месторождения Barnett в Техасе. В 2006 году было добыто 20 млрд. куб.м сланцевого газа, в 2007–2008 годах уже 43 млрд. куб.м, в 2009 г. – 51 млрд.куб.м.

Благодаря разработке нетрадиционных источников газа, в 2009 году США практически полностью вышли на самообеспечение природным газом и возглавили список крупнейших

газодобывающих стран. Добыв 624 млрд.м³ газа, Соединенные Штаты опередили Россию, чья газодобыча в том же году составила 582,3 млрд. м³.

Развитию добычи сланцевого газа в США способствуют следующие факторы:

- разветвленная инфраструктура – любой производитель, где бы он ни начал бурение, может быть уверен, что в радиусе 10–20 км он может легко присоединиться к действующему магистральному газопроводу;
- относительно небольшая глубина залегания газоносных пластов;
- высокая геологическая изученность территории;
- специальный налоговый режим;
- свободный рынок сбыта.

Важным фактором развития процесса добычи сланцевого газа стал приход на смену небольшим независимым компаниям крупных добывающих холдингов, что повлекло за собой ряд слияний и поглощений. Крупнейшей сделкой стало приобретение компанией ExxonMobil лидера американского рынка добычи сланцевого газа – XTO Energy. Покупка фирмы, стоимость акций которой в 2009 году выросла в два раза, обошлась ExxonMobil более чем в 40 млрд.долл. На американский рынок вышли французская Total и норвежская StatoilHydro (совместные проекты с американской добывающей компанией Chesapeake), индийская нефтеперерабатывающая компания Reliance Industries Ltd (RIL). Заниматься добычей сланцевого газа в США решили British Gas, ConocoPhillips, японская Mitsui, British Petroleum (BP) и итальянская Eni. Имеется информация о том, что о возможной покупке сланцевых активов в США заявил также российский «Газпром».

В 2011 г. добыча сланцевого газа в США выросла до 141,6 млрд. куб. м (до 23% всей добычи газа в стране), а в целом за 2000-е годы прирост составил 17 раз!, доказав,

что сланцевый газ в США – не миф, а реальность. В2020 году доля сланцевого газа в США от общей добычи газа прогнозируется на уровне 27 %, далее – не менее 1/3 рынка (есть оценка, в соответствии с которой этот показатель к 2035 году достигнет 50%!), причем уже в 2016 году, когда будут достроены экспортные газовые терминалы, Соединенные Штаты смогут начать поставки газа на экспорт. Экспортный потенциал США оценивается на уровне 100 млрд. м³ в год, при этом в качестве потенциальных рынков сбыта рассматриваются не только Япония и Юго-Восточная Азия, но и страны Европы.

Канада

Два крупных месторождения сланцевого газа Северной Америки разрабатывает Канада – это сланцевые поля Horn River и Montney. В 2006–2007 годах Канада начала бурение в районе Horn River. В 2010 году компания TransCanada Corp. начала строительство первого газопровода для транспортировки сланцевого газа с месторождения Montney в магистральную сеть.

К 2015 году объем добычи сланцевого газа в Канаде может составить 40 млрд. м³, к 2020 году он возрастет до 200 млрд. м³, что позволит создать экспортный потенциал: в 2016-2017 годах Канада планирует экспортировать примерно 40 млрд. м³ газа в год в Японию и Юго-Восточную Азию.

Китай

По оценке Международного энергетического агентства запасы сланцевого газа в Китае достигают 26 трлн.куб.м, то есть в 1,5 раза превышают запасы этого газа в США. При этом подтвержденные геологическими разработками запасы составляют всего

РИС. 2. География залежей сланцевого газа в Европе



600 млрд.куб.м, а пригодные для коммерческой деятельности при современных технологиях его добычи – 200 млрд.куб.м.

Для Китая добыча сланцевого газа является приоритетным направлением и занимает особое место в планировании развития страны на ближайшие 5 лет. В соответствии с планами, в 2015 г. годовые объемы добычи сланцевого газа достигнут 6,5 млрд. куб.м. Общий объем производства природного газа в стране вырастет на 6% с текущего уровня. К 2020 г. Китай планирует выйти на уровень добычи в диапазоне от 60 до 100 млрд. куб.м сланцевого газа ежегодно.

В марте 2012 г. национальный концерн China National Petroleum и датская компания Royal Dutch Shell подписали первый в истории Китая контракт по разработке месторождений сланцевого газа. Компания Shell вложила почти 400 млн. долл. в сланцевые проекты и совместно с китайскими

компаниями будет осваивать район Фушунь-Юнчуань площадью 3,5 тыс. кв. км, причем уже в 2012 году здесь пробурят как минимум 25 скважин.

Shell собирается использовать технологию гидравлического разрыва пластов, которая сейчас принята на вооружение в США и Канаде. С одной стороны, это позволяет существенно ускорить добычу сланцевого газа, с другой – такая технология вызывает резкие протесты со стороны экологов, но пока вероятные экологические проблемы Китай не смущают. Потребности страны в энергоресурсах постоянно растут примерно на 2–3% в год и освоение сланцевых месторождений может стать хорошим дополнительным источником топлива.

Вместе с тем, по оценке американской консалтинговой компании Mackenzie к 2030 году объем добычи сланцевого газа в Китае позволит покрыть потребности внутреннего рынка в газе лишь на 1/4 (будут на уровне

110 млрд. куб.м), то есть темпы прироста спроса на энергоносители в Китае будут превышать темпы добычи сланцевого газа и страна не сможет перейти на режим самообеспечения энергоресурсами.

Евросоюзу

По данным Международного энергетического агентства (IEA) европейские запасы сланцевого газа насчитывают 35 трлн. куб.м, добыча которого позволила бы европейским странам примерно 40 лет не закупать газ за пределами Евросоюза, и прежде всего у России (на рис. 2 желтым цветом выделены основные скопления сланцевого газа на территории Европы).

Предполагается, что запасы сланцевого газа в Европе в шесть раз больше, чем запасы традиционного. Однако, в отличие от американских месторождений, европейские отличаются глубоким залеганием газоносных пластов, что существенно увеличивает издержки его добычи (стоимость бурения скважин и обустройства месторождений в 4 раза дороже,



чем в США) и ставит под вопрос коммерческую целесообразность развития данного процесса.

Кроме того, процесс добычи сланцевого газа в Европе отягощается дополнительными проблемами: трудностями нахождения свободных земель для бурения скважин из-за густонаселенности, недостаточными объемами воды, а также сложностью получения лицензии на освоение месторождений (правами на разработку владеет государство).

По мнению европейских экспертов добыча сланцевого газа в Евросоюзе начнется не ранее 2025 года и к 2030 г. объем его выработки составит всего 15 млрд. куб. м в год. По оценкам BP, опубликованным в январе 2012 года, суммарная добыча всех видов нетрадиционного газа (сланцевого, метана угольных пластов и др.) к 2030 г. будет на уровне 50 млрд. куб. м в год, то есть в этой группе энергоресурсов на сланцевый газ будет приходиться 30%. Поэтому импортный газ ещё долгое время будет играть главную роль в газоснабжении Европы. По оценкам той же BP, в 2030 г. на него будет приходиться 75% всего европейского газопотребления. И более половины (почти 60%) импортного газа будет поступать по трубопроводам.

Тем не менее разведкой газоносных сланцев занимаются практически все члены Евросоюза. Сланцевую тему в Европе разрабатывают такие компании как ExxonMobil, Shell, OMV, ConocoPhillips, Chevron Corp., Marathon и др.

Польша

Самые крупные в Европе запасы сланцевого газа обнаружены в Польше, причем по своему геологическому строению польские месторождения газоносных сланцев оказались похожи на техасские залежи.

Польшу авансом называли будущей газовой житницей всей Европы и долгое время польское руководство всячески подчеркивало будущее сланцевое величие их государства. Началась геологоразведка и оказалось, что оценки запасов

сланцевого газа в Польше весьма неоднозначны: Управление энергетической информации США оценило их на уровне 5,3 трлн. куб.м, российские специалисты – всего на уровне 1,1 трлн.куб.м, а сами поляки оценили свои запасы еще скромнее – 563–770 млрд. м³ и в надежде увеличить свой потенциал, продолжают геологоразведку.

Сланцевые месторождения Польши делятся на два крупных бассейна – Балтийский и Люблинский. На сегодняшний день Польша выделила по договорам концессии 22 компаниям для бурения 90 участков, которые покрывают 30–40% территории страны.

В Польше сланцевый газ уже стал национальной идеей и правительство Польши строит весьма амбициозные планы в области «сланцев», рассчитывает на то, что промышленное производство сланцевого газа объемом до 10 млрд. куб.м начнется уже в 2015 году, а далее Польша станет крупным поставщиком этого энергоносителя в страны Европы. Экспортные потоки сланцевого газа будут ориентированы на разные рынки сбыта, в частности:

- Балтийский бассейн – на обеспечение потребностей Балтийского региона;
- Люблинский бассейн – на Центральную и Юго-Восточную Европу и Украину.

Вместе с тем, многие польские ученые и экономисты считают, что говорить о перспективах «сланца» в Польше пока рано. Во-первых, себестоимость добычи сланцевого газа в разы превышает себестоимость обычного природного газа, во-вторых, есть опасения загрязнения земель химическими реагентами во время работы скважин и уже в настоящее время «зеленые» проводят акции протеста против добычи сланцевого газа. Поэтому вопреки ожиданиям правительства Польши, процессы бурения и дальнейшего освоения сланцевых месторождений идут вяло, а некоторые компании даже уходят из этой сферы.



РИС. 3. Процесс бурения скважины для добычи сланцевого газа в Польше

Американская энергетическая компания Chevron приобрела пять лицензий на добычу сланцевого газа в Польше и пока пробурила только две скважины в Люблинском бассейне в целях оценки запасов сланцевого газа.

Другая американская компания ExxonMobil, также проявившая интерес к польским месторождениям сланцевого газа и закупившая 6 лицензий на разведку, вообще отказалась от планов его добычи из-за нерентабельности проектов.

Украина

Украина в своем стремлении освободиться от энергозависимости от России также пытается разыграть сланцевую карту. Запасы сланцевого газа по оценке Управления энергетической информации США составляют 1,2 трлн. куб.м., то есть страна занимает 4-е место в Европе по запасам данного газа после Польши, Франции и Норвегии.

Осенью 2011 года Посольство США и американская компания Chevron в целях привлечения инноваций в добычу сланцевого газа

в Западной Украине (в Ивано-Франковской, Львовской и Тернопольской областях) провели во Львове конференцию. В феврале 2012 года Украина выставила на конкурс два месторождения газоносных сланцев: Олесское (Западная Украина) и Юзовское (на территории Донецкой и Харьковской областей). С победителем конкурса

При современном технологическом уровне добычи сланцевого газа его себестоимость на 30–40% выше себестоимости традиционного природного газа

– компанией Chevron, – подписано соглашение о разделе продукции на Олесской площади. В соответствии с соглашением, Chevron вложит в геологоразведочные работы 200 млн.долл., а в промышленное производство, которое предположительно стартует в 2017 году, – 3,8 млрд.долл.

Интерес к сланцевому газу в Украине имеет и такой крупный концерн как Shell, который готов вложить в этот бизнес примерно 3,5 млрд.долл. Однако это лишь намерения развивать в Украине добычу сланцевого газа и многие эксперты оценивают их весьма скептически.

Другие страны Европы

Разведка сланцевого газа идет и в других странах Европы, но из-за экологических рисков Франция, Болгария и Швейцария ввели мораторий на разработку сланцевых месторождений, в Германии бундестаг прекратил выдавать лицензии на добычу сланцевого газа, Чешское Министерство окружающей среды не собирается разрешать разведку сланцевого газа. Британия хотя и ведет добычу сланцевого газа, но в очень ограниченных масштабах.

Таким образом, добыча в Европе сланцевого газа в объемах, достаточных для снятия энергетической зависимости от России, весьма призрачна: по оценкам профессиональных европейских организаций, объемы

возможной добычи сланцевого газа в Евросоюзе составят к 2030 году лишь 15 млрд. куб.м и поэтому «Газпром» не придает серьезного значения развитию этого процесса.

Россия

Как известно, в России сосредоточены крупнейшие в мире запасы природного газа. Однако

сланцевый бум дошел и до нашей страны: Министерство энергетики предлагает разведать, сколько в России сланцевых запасов всего, но заняться добычей газа (и нефти) на сланцевых месторождениях не по всей стране, а только в районах, не подключенных к магистральным газопроводам.

Таким образом, в мире формируется рынок нетрадиционного энергоресурса – сланцевого газа. Но каковы будут масштабы этого рынка?

При цене сланцевого газа на рынке США в 150 долл. за 1 тыс.куб.м его стоимость для европейского рынка составит около 300 долл.

По оценке Международного энергетического агентства (IEA) в 2020 году, когда сланцевый газ кроме США и Канады начнут активно добывать и такие страны как Австралия, Индия, Индонезия и Китай, его доля возрастет до 32%.

При современном технологическом уровне добычи сланцевого газа его себестоимость на 30-40% выше себестоимости традиционного природного газа, однако эта разница компенсируется продажей газового конденсата, получаемого одновременно со сланцевым газом, цены на который высокие. В результате цены на традиционный и сланцевый газ практически

одинаковы и сланцевый газ пробивает свою нишу на газовом рынке, который разделен на 3 крупных региональных сектора: американский, азиатский и европейский.

Для России наибольшую значимость имеет европейский газовый рынок. По оценке аналитика Raiffeisenbank при цене сланцевого газа на рынке США в 150 долл. за 1 тыс.куб.м его стоимость для европейского рынка составит около 300 долл. с учетом сжижения, транспортировки и разжижения. При этом средняя цена компании «Газпром» для потребителей газа в этом регионе во втором квартале 2012 года составила 380 долл. за 1 тыс. куб.м, то есть конкурентное преимущество российской монополии может попасть под удар. Ослабление позиций «Газпрома» могут привести к финансовым потерям не только компании, но и всего российского бюджета, поскольку «Газпром» является его крупнейшим донором.

В августе 2012 года Министерство экономического развития предупредило компанию «Газпром» об опасности, которая может

возникнуть в связи с планами США экспортировать сланцевый газ после 2016 года. Однако намерение США экспортировать газ по ценам, ниже поставляемых по долгосрочным контрактам в Европу из России по трубопроводам, в «Газпроме» подвергается сомнению. В середине июля 2012 года топ-менеджер компании "Газпром экспорт" Сергей Комлев в интервью американскому агентству Platts заявил, что США, скорее всего, не смогут организовать выгодный экспорт сланцевого газа за рубеж, поскольку стоимость добычи газа будет догонять его рыночную цену, а экологическая составляющая на 150 процентов превысит выручку. ●



НЕФТЯНОЙ КЛОНДАЙК

Проблемы состояния ресурсной базы нефтедобычи, научно-методические и инновационные подходы обоснования стратегии ее развития

Евгений Грунис,
ОАО «ИГИРГИ»
профессор, академик РАЕН,
Заслуженный геолог РФ,
Доктор геолого-
минералогических наук

Нефтегазовый комплекс нашей страны является базовой отраслью экономики, играет определяющую роль в обеспечении энергоресурсами Российского государства, обеспечивает мировую энергетическую стабильность.

Вместе с тем, снижение темпов воспроизводства углеводородов, произошедшее за последние 20 лет, уже стало сказываться на динамике добычи и обеспечении плановых показателей, предусмотренных в актуализированном варианте «Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

За последние 15 лет дефицит прироста запасов нефти в России по отношению к добыче достиг 1,2 млрд т, а объем текущих извлекаемых запасов на одно месторождение сократился с 10,8 млн. т в 1992 г до 5,6 млн. т в 2010 г. Почти 93 % текущих запасов нефти

находятся в распределенном фонде. Оставшиеся 7% разведанных запасов нефти представлены мелкими, находящимися на грани рентабельности, месторождениями. Из добываемой нефти и производимых нефтепродуктов 72% идет на экспорт.

Поэтому задача по доведению годовой добычи нефти до 525 млн. т выглядит весьма актуальной и заманчивой, но требует подкрепления реальными запасами.

К 2030–2035 гг. добыча нефти упадет до 200–250 млн. т в год

Начиная с 90-х годов прошлого столетия годовая добыча нефти в России не компенсировалась приростом её запасов, средняя восполняемость не превышала 85%. И только с 2006г. наметилась тенденция восполнения запасов за счет геологоразведочных работ. Причем коэффициент прироста составил всего 1,03, т.е. являлся простым воспроизводством.

Попытки увеличить этот коэффициент за счет переоценки запасов (главным образом за

счет повышения КИН) является манипулированием цифр, не имеющим ничего общего с их реальным приращением. Простое же их воспроизводство не позволяет уверенно смотреть в будущее и надеяться на доведение добычи нефти до планового уровня.

Для того, чтобы выйти на продекларированный уровень добычи в 520 млн.т нефти в год и стабильно удерживать его требуется ежегодно хотя бы двукратное

приращение запасов, для чего нет никаких оснований.

Остаточные запасы нефти в России, с учетом их простого воспроизводства, позволят лишь в течение ближайших 15–20 лет обеспечивать запланированную добычу после чего неизбежно произойдет её резкое падение до 200–250 млн. т в год и уже к 2030–2035 году России не сможет не только экспортировать нефть, но и обеспечивать ею свои внутренние потребности.

Каковы же причины столь нерадостного состояния нефтяной промышленности России? Их несколько. Вот основные из них.

Первое – отход государства от подготовки сырьевой базы вообще и нефтяной, в частности.

В настоящее время за счет средств недропользователей выполняется до 95% ГРП, и только 5% за счет федерального бюджета. Причем более половины государственных средств вкладываются в изучение геологии Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)

Как результат отхода государства от подготовки сырьевой базы проявились и укрепились следующие негативные явления:

– Произошел развал единой геологической службы России. С 1990 г. число сотрудников геологической службы уменьшилось в 10 раз, объем разведочного бурения сократился более чем в 6 раз, существенно снизился объем геофизических работ. Были ликвидированы высокопрофессиональные геологические и технологические службы отраслевых министерств.

За последние 15 лет число недропользователей в России возросло более чем в 3 раза

– Разрушалась единая нефтяная промышленность страны, а её отдельные фрагменты перешли в частные компании. За последние 15 лет число недропользователей в России возросло более чем в 3 раза: с 213 (1996 г) до 777 (2010 г). В то же время, начиная с 2008г. число недропользователей, получивших лицензию на ГРП, сократилось почти на треть.

– Уменьшился объем финансирования научных исследований и сократилось количество комплексных обобщающих научных тематик, ориентированных на познание закономерностей образования и размещения нефтяных скоплений по площади и по разрезу. Подобные обобщения возможно проводить лишь на основе новых геолого-геофизических данных. Учитывая, что эти данные находятся в руках частных недропользователей, они не доступны для широкого круга отечественных геологов и геофизиков. Геолого-геофизическая информация



Самотлор

оказалась закрытой, или же требует значительных усилий и средств для ее получения. Поэтому геологические исследования, как правило, ограничены рамками лицензионных участков. Появилась, так называемая, «лоскутная геология».

Второе – резкое сокращение объемов финансирования ГРП.

В ценовом выражении невозможно сравнить финансовые затраты на ГРП в советское и постсоветское время. Однако в период с 2005 г по 2008 г они возросли соответственно с 70,4 млрд. руб до 176,4 млрд. руб, а в 2009 г сократились до 137,7 млрд. руб (т.е. на 22%). Никто не считал сколько стоит 1 Т. запасов.

За последние 40 лет средние запасы открываемых в России нефтяных месторождений снизились в тридцать раз и составили всего 900 тыс.т.

Более подходят для сравнения объемы глубокого поискового разведочного бурения: в РСФСР они составляли 4–6 млн. м/год, в России в 2005 г. – 1120 тыс. м, в 2008 г. – 1565 тыс. м, в 2009 г. – 862 тыс.м. (т.е. они упали по сравнению с 2008 г. на 45%, а по сравнению с советским периодом сократились более, чем в 6 раз). Имеется прямая корреляция между

объемами глубокого бурения и приростом запасов УВ сырья: чем больше бурят, тем больше открывают месторождений и приращивают запасы.

Третье – выработанность запасов нефти в регионах традиционной нефтедобычи.

Практически все нефтяные месторождения, которые в настоящее время обеспечивают нефтедобычу в России, были открыты 30–40 лет тому назад. Сейчас это выработанные месторождения, которые вступили или вступают в стадию падающей добычи. В европейской части России, в наиболее старом нефтегазодобывающем регионе, степень выработанности запасов по нефти достигает в среднем порядка 70%.

Похожая картина и в Западной Сибири, где более 150 наиболее

важных нефтяных месторождений находятся в стадии падающей добычи.

Среди них такие гиганты, как Самотлор, Мамонтовское, Федоровское, Южно-Сургутское, Северо-Варьганское и многие др.

Четвертое – уменьшение размеров запасов вновь открываемых месторождений.





Из методов МУН в основном широко используются только системы технологии интенсификации притоков нефти: гидроразрывов пласта, бурение боковых и горизонтальных скважин. Причем, указанные технологии реализуются на выборочных участках месторождения (залежи). В то же время известно, что даже использование результатов ЗД, данных керна и ГИС не всегда обеспечивает детальное и достоверное построение геологических и фильтрационных моделей. Тем более, что до настоящего времени не достигнуто единство в вопросах зависимости нефтеотдачи пластов от темпа разработки, от форсирования отборов жидкости, от плотности сетки скважин, о влиянии гидроразрыва пласта на нефтеотдачу.

Новые запасы, полученные на основании изменения значения КИН, могут быть приняты только на основании системного контроля за разработкой месторождений путем проведения комплекса углеродно-кислородного каротажа, широкого спектра акустики, генератора нейтронов и электрометрии (скважины с стеклопластиковым хвостовиком или даже в металлической колонне) с определением текущей и остаточной нефтенасыщенности по всему месторождению или залежи.

Шестое – усложнение горно-геологических и географических



Южно-Сургутское месторождение

По состоянию на 01.01.2010г. в России выявлено всего 20 уникальных нефтяных месторождений, из более чем

относительная дороговизны новых, эффективных методов воздействия на пласт (закачка полимерных растворов, поверхностно-

Тенденция к уменьшению запасов вновь открываемых месторождений характерна для всего мира

2000 месторождений, накопленная добыча которых составила 41% от общей накопленной добычи России.

Тенденция к уменьшению запасов вновь открываемых месторождений характерна для всего мира, не только для России. Однако, на кривой изменения мировых запасов нефти, начиная с 2000 г., появился новый пик, который обусловлен открытием ряда уникальных месторождений нефти на глубоководном шельфе Бразилии и Мексиканского залива. Такой же всплеск увеличения запасов нефти возможен и для России по мере изучения арктических морей и других малоисследованных регионов.

Пятое – снижение коэффициента извлечения нефти (КИН)

В советский период средний КИН по стране составлял 0,45, к настоящему времени он упал до 0,3. Это объясняется рядом причин и, прежде всего, вовлечением в освоение залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах, разработка залежей высоковязких нефтей,

активных веществ и др.), высокая обводненность залежей, нежелание частных компаний использовать дорогостоящие методы увеличения нефтеотдачи и тем самым уменьшать свои доходы.

условий открытия и освоения нефтяных месторождений.

Перспективы открытия новых крупных нефтяных месторождений связаны с отдаленными и труднодоступными регионами Восточной Сибири, шельфом арктических и дальневосточных морей. Это районы со сложными климатическими условиями, неразвитой инфраструктурой, обостренной экологической обстановкой.

Определенные надежды таят в себе древние глубоководные комплексы Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печоры, Северного Кавказа. Пока в России освоены глубины в среднем 4-5 км. На 01.01.2010 на глубинах более 4 км в нашей стране выявлено 234 месторождения, причем 80 % нефтяные. Мировой опыт показывает рентабельность освоения нефтяных залежей на глубине 6 и более км. В мире на глубине 5-8 км уже выявлено и введено в разработку более 1000 месторождений с начальными извлекаемыми запасами нефти до 7% от общемировых.

Перспективы открытия новых крупных нефтяных месторождений связаны с отдаленными и труднодоступными регионами

Анализ причин, приводящих к резкому ухудшению состояния ресурсной базы нефтяной отрасли народного хозяйства России, позволяет разделить их на социальные и естественно-природные причины. Последние обусловлены естественными процессами истощения старых месторождений, уменьшением запасов вновь открываемых, усложнением климатических и горно-геологических условий и т.д. Эти причины естественны, они обусловлены закономерным ходом процессов освоения месторождений, их избежать практически невозможно.

Более разрушительна, на наш взгляд, первая, социальная причина. Смена в нашей стране общественной формации социалистической на капиталистическую нанесла огромный вред народному хозяйству вообще и нефтяной промышленности, в частности.

Насильственное и катастрофически быстрое вхождение в капитализм



Месторождение на арктическом шельфе России

и явилось главной причиной растаскивания нефтяных активов страны, уход государства от решения сложных хозяйственных проблем и, в конечном итоге, к развалу нефтяной отрасли, которая

до сих пор не восстановилась в прежнем объеме.

Уход государства из собственников нефтегазового комплекса не был компенсирован усилением внимания эффективному использованию переданных активов: разрыв между необходимостью изменений в регулировании ТЭК и принимаемыми властями решениями продолжает нарастать.

Если естественно-природные причины мы устранить не в силах, то смягчить последствия социальных «преобразований» в нашей стране возможно. Поэтому одно из главных условий устойчивого обеспечения ресурсной базы нефтяной промышленности России, да и других минеральных отраслей народного хозяйства, – это возврат к государственной централизации всего процесса поиска и разведки месторождений. Использование прошлого положительного опыта ведения нефтяного хозяйства в нашей стране не является зазорным. Известному испанскому драматургу

Лопе де Вега принадлежат слова: «Прогресс-это лучшее, и не обязательно новое». Эту мудрость следует взять на вооружение и на современном этапе развития нефтегазовой отрасли России.

По нашему мнению, именно государственный орган должен взять на себя ответственность за воспроизводство минерально-сырьевой базы державы, за подготовку новых кладовых минерального сырья для грядущих накоплений россиян. На бюджетные средства проводит изучение земных недр, выясняет закономерности формирования месторождений полезных ископаемых, осуществляет их поиск и разведку, подсчитывает запасы, утверждает их в ГКЗ. На аукцион же или конкурс целесообразно выставлять, на определенных условиях, «готовые» месторождения, а не лицензионные участки. Недропользователь приобретает реальное месторождение для его разработки и доразведки. В противном случае тенденция к сокращению лицензий на проведение ГРП будет все более нарастать.

Учитывая, что в нераспределенном фонде остаются, в основном, мелкие месторождения, усложняется география и горно-геологические условия их поиска и освоения, разработка таких месторождений становится нерентабельной. Крупные же нефтяные компании, которые

в значительной степени уже обеспечены запасами, не испытывают острую необходимость их приращения, они не заботятся в полной мере «о завтрашнем дне». Малый же бизнес не готов, да и не может по своим финансовым возможностям, взять на себя риски по проведению ГРП в сложившихся условиях.

83,2% перспективных и прогнозных ресурсов нефти России расположены на суше, 16,8% – на шельфах

Поэтому в России возникла ситуация, когда заниматься нефтяным бизнесом с «нуля» становится невыгодно. Разрубить этот «гордиев узел» под силу только государству.

Возникает вопрос, а не оскудели ли российские недр нефтью? Имеются ли научно обоснованные перспективы обнаружения новых крупных и уникальных нефтяных месторождений?

Во-первых, недр сухопутной части России изучены менее чем на половину, исследование же недр акваторий находится, по сути дела, на своей начальной стадии. По оценке ряда исследователей, перспективные и прогнозные ресурсы нефти России распределены следующим образом: 83,2% на суше и 16,8% на шельфах (без учета северо-восточных морей Арктики). На суше примерно 48% приходится на долю недр Западной Сибири, а около 20% – на долю недр Восточной Сибири.

Отсюда следует, что первостепенное внимание приращению нефтяных запасов должно быть сконцентрировано на континентальной части России, тем более она в большей степени обеспечена инфраструктурой по сравнению с акваториями.

В то же время, нельзя недооценивать потенциальные ресурсы углеводородов шельфа России. Только в арктических морях сосредоточено около 100 млрд т, углеводородного сырья, из которых 20-25% приходится на нефть. Хорошие перспективы приращения нефтяных запасов связаны с Каспийским морем. Так, только за счет освоения каспийских месторождений им. В.Филановского и им. Ю.Корчагина добыча нефти может возрасти до 12-15 млн.т. в год.

Реализация проекта «Сахалин 1,2» позволит увеличить добычу нефти на шельфе острова Сахалин до 20 млн т. в год.

Освоение Приразломного месторождения нефти в Печорском море – до 6,5 млн т в год и т.д.

Все это говорит о том, что на шельфе России возможны крупные

открытия скоплений УВ, могущих повлиять на баланс энергетических ресурсов не только России, но и мира в целом.

Во-вторых, несмотря на многолетнее изучение нефтегазовых регионов России, в полной мере закономерности образования и размещения скоплений углеводородов еще не выяснены.

Надежды на открытие крупных и уникальных нефтяных месторождений связаны также с изучением глубоководных комплексов осадочного чехла, складчатого фундамента, поднадвиговых зон и, наконец, акваторий, куда продолжаются пояса нефтегазоаккумуляции со стороны суши. Кратко рассмотрим основные пояса нефтегазоаккумуляции России с точки зрения возможности обнаружения в них новых крупных нефтяных месторождений.



Месторождения Западной Сибири

Баренцево-Каспийский пояс нефтегазоаккумуляции, вытянут вдоль Урала. Перспективы здесь связаны с карбонатным ордовикско-нижнедевонским комплексом.

В целом нефтяной потенциал Тимано-Печорской провинции разведан на 37%, а шельф Баренцева моря – на 5%, главным образом за счет месторождений Печорского моря.

В пределах Волго-Уральской провинции пристальным объектом исследований должны явиться додевонские (рифей-вендские) отложения. Их перспективность доказывается прямыми признаками нефти, ее непромышленными притоками на ряде площадей Пермской области. Есть все основания ожидать открытия здесь как минимум средних по запасам нефтяных месторождений.

Высокоперспективными в нефтегазоносном отношении являются и поднадвиговые зоны Западного Урала, в которых можно ожидать открытия новых зон нефтегазоаккумуляции с крупными нефтяными и газоконденсатными залежами.

Прикаспийская провинция. Ее российская часть характеризуется слабым освоением нефтяного потенциала – порядка 1%. Основные надежды на открытие крупных нефтяных и газоконденсатных залежей связаны с глубоководными подсолевыми комплексами.

В пределах европейской части России располагается еще один Среднерусский потенциально нефтегазоносный пояс, связанный с системой рифтов рифей-вендского возраста. В отложениях венда – нижнего кембрия здесь могут быть, как минимум, средние по запасам нефтяные залежи. Прямые признаки нефти здесь установлены в ряде скважин (например, Данилковская площадь).

Западно-Сибирский пояс нефтегазоаккумуляции. Новыми направлениями ГРП, которые могут привести здесь к открытию достаточно крупных по запасам залежи нефти, является опосредованное нижне-среднеюрских комплексов, а, возможно, и терригенных триасовых отложений. Перспективен в нефтегазоносном отношении и верхнепалеозойский комплекс, который ошибочно рассматривается здесь как герцинский фундамент.

Приверхоянский (Лено-Вилуйский) пояс нефтегазоаккумуляции. О его высоких перспективах нефтегазоносности говорит крупнейшее в России

Мы обязаны учитывать не только законы микромира, но и квантовые механизмы и многомерную квантовую логику

месторождение тяжелой нефти и битумов на восточном склоне Оленекского поднятия с запасами более 15 млрд т. В пределах рассматриваемого пояса есть основания ожидать открытия не просто гигантских скоплений нефти, а целых новых крупных зон преимущественного нефтеносности.

Говоря о Центральной и Восточной Сибири необходимо обратить внимание на крупный Хатангский прогиб, разделяющий п-в Таймыр и древнюю Сибирскую платформу. Район практически не изучен, но по его периферии уже давно установлены сравнительно небольшие по запасам месторождения нефти.

Байкальский пояс нефтегазоаккумуляции характеризуется открытием в последние годы ряда новых крупных нефтяных месторождений (Восточно-Алинское, Северо- и Южно-Талаканское, Севостьяновское). С отложениями



Месторождения Западной Сибири

рифей, венда и нижнего кембрия здесь могут быть связаны новые крупные и гигантские месторождения нефти, прежде всего в пределах Чуньского, Алдано-Майского и Предпатомского прогибов. Проблема, осложняющая здесь поиск и освоение залежей нефти, являются сильно изменчивые коллектора.

В-третьих, большой потенциал таят в себе нетрадиционные залежи нефти в трещиноватых и низкопроницаемых коллекторах, а также залежи тяжелой нефти и

битумов. Препятствия освоению этих запасов является отсутствие эффективных технологий, которые бы снизили затраты на добычу и сделали бы нетрадиционную нефть экономически конкурентоспособной с традиционной.

В-четвертых, как уже отмечалось, слабо внедряются в практику новые методы и идеи, направленные на повышение КИН. Заслуживают пристальное внимание разработка принципиально новых, прорывных технологий, способных в перспективе совершить переворот в области добычи нефти и газа. Имеется ввиду идея естественного и сравнительно быстрого восполнения запасов разрабатываемых залежей нефти и, как следствие этого, предложение о введении в производственный цикл разрабатываемых нефтяных месторождений специальных реабилитационных периодов, когда месторождение выводится из разработки и за счет естественных природных сил восстанавливает

свои ресурсы. Ряд исследователей (Н.П.Запывалов, И.П. Попов, 2003; В.П.Гаврилов, 2008), доказывают возможность естественного и сравнительно быстрого (5-7 лет) восстановления запасов нефтяных залежей при определенных условиях. Развитие этой идеи и доведения ее до практического воплощения может позволить разрабатывать месторождения практически не ограниченно по времени.

Главной задачей, обеспечивающей энергетическую безопасность страны, должна стать интенсивная подготовка запасов сырья. Реализация ее требует резкого увеличения объемов ГРП, и доли государственного финансирования прежде всего в районах с высокой оценкой прогнозных ресурсов. Первоочередными объектами прироста запасов должны быть зоны сочленения континентальной суши с мелководным шельфом внутренних и арктических морей, т.е. территории уже с развитой инфраструктурой.

Приоритетными направлениями ее реализации в интересах совершенствования геологоразведочного процесса и наращивания МСБ сегодня являются:

-фундаментальные исследования физико-химических процессов онтогенеза, миграции и аккумуляции, развития альтернативных идей глубинного и низкотемпературного образования нефтей, пространственного соотношения очагов генерации и зон нефтегазоаккумуляции УВ.

Важным представляется также развитие теоретических основ и изучение прикладного значения биогеохимической и абиогенной концепций генерации УВ; механизм образования УВ более масштаб,

чем термодинамически простой, многоступенчатый термолиз органики, аккумулярованных в изолированных осадочных бассейнах прошлых геологических эпох. Мы обязаны учитывать не только законы микромира но и квантовые механизмы и многомерную квантовую логику. Глобальный механизм образования нефти, его масштабность ставит вопрос о ее запасах в недрах в совершенно иную плоскость, но не снимает проблему объема ее добычи и рациональности использования.

Отрицать катагенез и в целом биогенную теорию происхождения нефти нельзя, т.к. рациональное зерно есть и в той и в другой теории происхождения нефти, и обе могут объединяться. И это обстоятельство мы должны эффективно использовать в выборе направлений ГРП, стратегии и тактике их проведения.

- разработка интегрированных эволюционно-генетических моделей нефтегазоносных бассейнов, зон нефтегазоаккумуляции и залежей по комплексу геофлюидальных, геохимических, геодинамических параметров и выраженности в геофизических полях, компьютерно-математические способы их визуализации и типизации. Параллельно с этим должно проводиться осмысление взаимосвязи перечисленных природных геологических явлений в пределах конкретных установленных и потенциальных объектов-ловушек, их морфогенетической классификации и закономерностей размещения;

Важным, по нашему мнению, является изучение влияния альпийского и герценовского магматизма (тепловой энергии магмы), включая интрузивный магматизм на метаморфизацию пород осадочного чехла, прилегающих к геосинклинальным областям на структурообразование и где геодинамическая модель нефтегазообразования, допускающая полигенный генез УВ, могла получить условия для своей реализации; Изучение палеоземлетрясений и палеовулканизма – имеющих одну и ту же энергетическую основу (энергия

кристаллической решетки) в отличие от тектонических движений происходящих под действием тепловой энергии магмы. Землетрясения способствуют формированию геологических структур в осадочной чехле, платформ. Следы палеоземлетрясений и палеовулканизма обнаруживаются по многочисленным признакам – грабенообразные прогибы и горсты, как правило контролирующие залежи в девоне в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях, траппы Восточной Сибири, это и поднятие образцов горных пород, пропитанных жидкой нефтью из палеовулкана Манганари со дна Черного моря и т.д. Мы считаем, что при проведении ГРП и интерпретации результатов надо исходить из положения, что накопление осадков и формирование геологических структур в пределах платформ – процесс одновременный и происходит исключительно под действием законов гидростатики и гидродинамики.

- совершенствование существующих и разработка новых эффективных методов геолого-поисковых, оценочных и разведочных работ на нефть и газ, ориентированных на рентабельное освоение малоразмерных, малоамплитудных и сложнопостроенных ловушек и залежей, составляющих основную часть остаточного ресурсного потенциала регионов зрелой и высокой разведанности, а также крупных скоплений – базовых для эффективного освоения новых перспективных территорий;

- пересмотр существующих количественных оценок прогноза нефтегазоносности по многим районам с использованием иных, альтернативных ранее выполненным преимущественно (антиклинальным) подходов, учитывающих преобладающий литофациальный контроль скоплений. Очевидна необходимость больших научно-исследовательских работ по интерпретации и переинтерпретации на современном уровне огромного фактического материала. Это позволит:

- более успешно выполнять одну из важнейших задач – научное обоснование эффективных направлений ГРП;

- подготовить новую редакцию Программы, объективно учитывающую сложившиеся реалии текущего периода;
- скорректировать стратегические направления развития ГРП и необходимое бюджетное их финансирование на ближайшие 5 лет, реально обеспечивающее расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы России и, в первую очередь, углеводородного сырья;
- осуществлять постоянный мониторинг выполнения обновленной Программы, успешность ГРП и эффективность использования бюджетных средств, выделенных для этих целей.

Сегодня необходимо существенно увеличить объемы финансирования научных исследований, направленных на выявление закономерностей формирования и пространственного размещения крупных зон нефтегазоаккумуляции. Особенно это актуально в малоизученных районах России, включая и ее акватории.

Важно активнее и целенаправленнее привлекать к решению научно-практических проблем по воспроизводству минеральных ресурсов страны ученых вузов и академических институтов.

Российские недра не оскудели нефтяными ресурсами. При разумном ведении нефтяных дел «черного золота» в России хватит до конца текущего столетия, а может быть и далее. Однако решение актуальной проблемы расширенного воспроизводства отечественных запасов нефти требует государственной воли, активного привлечения к ее решению профессиональной общественности. Общими усилиями возможно добиться коренного перелома в позитивном направлении в области расширения воспроизводства ресурсов углеводородного сырья в нашей стране. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

29–31 января

11-я конференция

«Разработка нефтегазовых месторождений в сложных климатических условиях»

Санкт-Петербург, гостиница «Коринтия Невский Палас»

29–31 января

11-я Российско-Норвежская Конференция

«Разработка нефтегазовых месторождений в Арктике»

Санкт-Петербург, гостиница «Коринтия Невский Палас»

4–5 февраля

Myanmar Oil and Gaz Summit 2013

Myanmar, Yangon

19–20 февраля

Восьмая Специализированная Выставка

«Усинск. Нефть и Газ. Энерго–2013»
«Усинск. Строительство. ЖКХ. Энергоресурсосбережение–2013»

Усинск

Январь

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Февраль

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28			

13–15 февраля

X Межрегиональная Специализированная выставка

«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО–2013»

Оренбург, СКК «Оренбургье»

18–23 февраля

Ежегодная Международная Выставка в Нигерии по Нефте-Газовой Индустрии

«NOG 2013»

Нигерия, Абуджа

26–28 февраля

VI Международная Специализированная Выставка

«Композит-Экспо»

Москва, МВЦ «Крокус Экспо», павильон №1, зал №1



Бункеровщик пр. 001RST02

СУДА-БУНКЕРОВЩИКИ В РОССИЙСКИХ ПОРТАХ



Геннадий Егоров,
Морское инженерное бюро,
доктор технических наук,
профессор

Морские порты России

Сегодняшние реалии российских портов – это интенсивный рост грузооборота, числа судозаходов, рост дедевейта судов, ввод в строй новых терминалов и причалов.

До кризиса на протяжении нескольких лет российский бункерный рынок увеличивался на 3–4% в год (2005 год – 5,3 млн. тонн, 2006 год – 5,6 млн. тонн, 2007 – 6,3 млн. тонн). Около 85% объема бункеровки в морских портах составляют тяжелые сорта топлива (мазута, по международной классификации Intermediate Fuel Oil – IFO), остальные 15% – легкие дистилляты (дизельное и судовое маловязкое топливо, по международной классификации MGO и MDO). Еще около 800 тыс. тонн светлых нефтепродуктов в прошедшем году было реализовано на рынке речных бункеровок.

Потребителями тяжелого топлива являются в основном морские суда, легкого топлива – речные и суда смешанного река-море плавания, портовые суда, промысловые суда. Все новые проекты судов смешанного плавания выполнены для работы на мазуте.

Продажи судового топлива в портах России оценивались аналитиками

ИАА «Порт-ньюс» примерно в 3,0 млрд. долл. в год.

При этом только в Северо-Западном регионе эксплуатируется 49 танкеров-заправщиков (35% – дедевейтом 3–4 тыс. тонн, 24% – дедевейтом 1,2–2,0 тыс. тонн, остальные дедевейтом 800–900 тонн и менее). В Южном бассейне эксплуатируется 31 самоходных танкеров-бункеровщиков (16% – дедевейтом 3–4 тыс. тонн, 32% – дедевейтом 1,2–2,0 тыс. тонн, остальные 52% дедевейтом 800–900 тонн и менее). На Дальнем Востоке – 22 бункеровщика (18% – дедевейтом 3–4 тыс. тонн, 50% – дедевейтом 1,2–2,0 тыс. тонн, остальные дедевейтом 800–900 тонн и менее).

Общее число эксплуатирующихся в российских морских и устьевых портах танкеров-бункеровщиков составляет 102 ед., из них: судов дедевейтом 3–4 тыс.т – 26 ед.; судов дедевейтом 1–2 тыс.т – 33 ед.; судов дедевейтом менее 1 тыс.т – 43 ед.

Большая часть имеющихся в наличии в российских портах бункеровщиков топливом не удовлетворяют введенным в 2008 году требованиям международной конвенции МАР-ПОЛ, так как не имеют второго дна и второго борта. Согласно Правилу 21 МК МАРПОЛ 73/78 эксплуатация таких судов при



Бункеровщик пр. 001RST02 на стапеле в Астрахани

перевозках нефти тяжелых сортов и мазута допускалась только до даты поставки судна в 2008 году. Дальнейшая эксплуатация таких судов в море разрешается только Морской Администрацией страны в пределах своих территориальных вод при условии согласия других стран, имеющих выход к этой акватории.

Помимо физического старения, износа конструкций, систем, устройств и машин, суда портового флота, спроектированные в 70–80-е годы прошлого столетия, морально устарели. Это касается практически всех аспектов, начиная с соответствия международным требованиям (МАРПОЛ, конвенции по охране труда), правил классификационных обществ, санитарным нормам, и заканчивая неэкономичными двигателями, корпусами с малыми ледовыми категориями, минимальным уровнем автоматизации, большими экипажами. Кроме того, современные суда, как правило, многофункциональны. Другими словами, в XXI веке стали строить меньше «платформ», но делать их более насыщенными, в том числе и с возможности смены функций за счет съемных заменяемых модулей.

Ужесточение международных требований связано с позицией Европейского Сообщества после перелома танкера «Prestige» 19.11.2002, в результате которого загрязнению мазутом подверглись около 200 км побережья испанской Галисии и Франции.

Помимо однокорпусности подавляющее большинство российских бункеровщиков имеют значительный возраст и износ.

Значительная часть из них, приобретенная в последние десять лет, являются приспособленными для этой цели танкерами с иным исходным назначением, как правило, танкерами-химовозами, имеющими другую архитектуру, достаточно тяжелые корпуса и избыточные рубки (надстройки). Часто «двухкорпусность» обеспечивают за счет перевода бывших бортовых грузовых танков в сухие отсеки или балластные цистерны, естественно за счет



Пример современного бункеровщика с упрощенными обводами

снижения грузоместимости.

Некоторая часть бункеровщиков, например, проект 585, эксплуатируются в нештатных условиях с искусственно уменьшенным до величины 599 тонн дедевейтом.

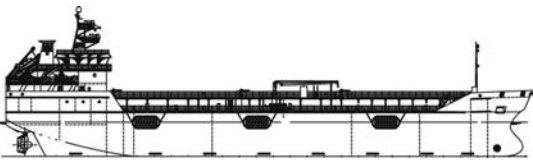
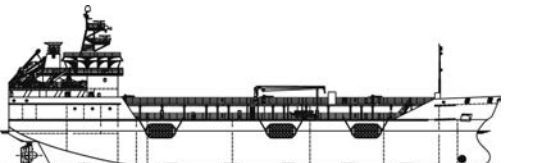
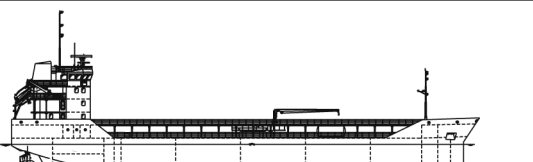
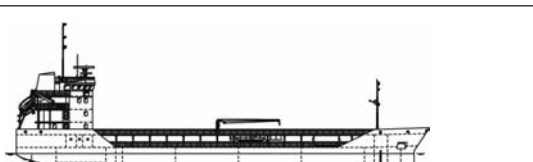
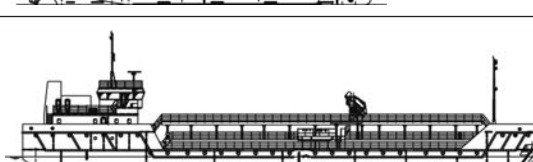
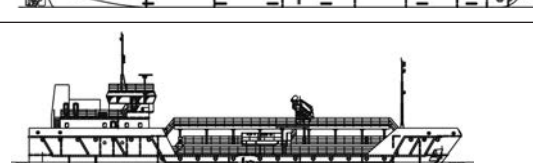
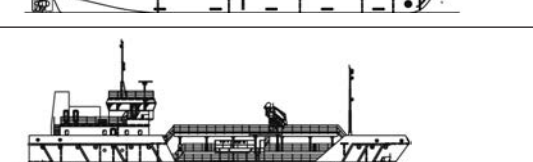
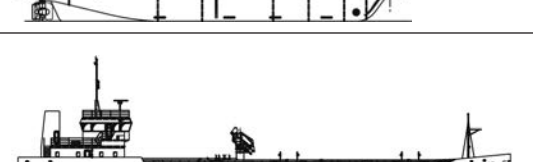
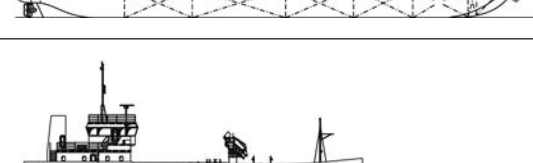
Но даже имеющийся в настоящее время флот бункеровщиков не может обеспечить растущие потребности морского транспорта.

Как нужно строить новые суда в перспективе?

Владельцев существующих бункеровщиков много, а сколько людей – столько мнений. Все известные попытки создать некое универсальное техническое задание по танкеру-заправщику, приводят к тому, что в рамках одного или двух возможных проектов пытаются учесть все пожелания путем простого суммирования, в том числе по ледовой категории до Arc4, мореходности, автономности и т.п. Но, к сожалению, «лихим» кавалерийским наскоком такую задачу решить просто не получится – суперуниверсализм такого уровня приводит к неэффективности в каждом конкретном случае и, главное, к значительному удорожанию судна.

В рамках ФЦП «Развитие гражданской морской техники» на 2009–2016 годы» на основании запросов отечественных

ТАБЛИЦА. Основные характеристики судов параметрического ряда рейдовых и портовых бункеровщиков топливом

Тип бункеровщика	Дедвейт, т	Боковой вид
Рейдовый-линейный танкер	6000	
Рейдовый-линейный танкер	5000	
Рейдовый	4000	
Рейдовый	3500	
Рейдовый	3000	
Портовый	2000	
Портовый	1500	
Портовый	1250	
Портовый устьевой	1000	
Портовый устьевой	650	



Бункеровщик дедвейтом 850 т в цехе Невского завода

судовладельцев Морским Инженерным Бюро был проработан параметрический ряд дальних, рейдовых, портовых и устьевых бункеровщиков топливом.

Общая потребность в судах для заправки топлива для России оценивается примерно в 100 единиц. Среди них:

- танкеры-снабженцы дедвейтом 5–6 тыс. тонн с хорошим мореходными качествами и высокой ледовой категорией для работы в отдаленных зонах со сложными погодными условиями – до 5%;
- рейдовые бункеровщики дедвейтом около 3 тыс. тонн с классом, мореходностью и ледовой категорией, достаточной для работы на дальних рейдах и при необходимости в каботаже между портами одного региона – 30–35%;
- портовые бункеровщики дедвейтом около 2,0 тыс. тонн с упрощенными обводами, уменьшенным составом экипажа – 30–35%;
- «устьевые» мелкосидящие бункеровщики дедвейтом около 800 тонн для работы в устьевых и речных портах – 25–35%.

Исследования современных зарубежных прототипов позволяют отметить следующие тенденции развития бункеровщиков:

- обеспечение multifunctionality судна, т.е. приспособленность к линейным перевозкам;
- установка оборудования ЛАРН (в основном для рейдовых бункеровщиков);
- снижение строительной стоимости за счет максимального упрощения формы корпуса (для портовых бункеровщиков);
- ограничение осадки и надводного габарита (для бункеровщиков в устьевых портах).

Параметрический ряд бункеровщиков топливом судов приведен в табл. 1.

В каждом типе судов сделана вариация по дедвейту, что позволяет за счет изменения длины цилиндрической вставки с сохранением обводов, машинного отделения и оконечностей получить те эксплуатационные характеристики, которые актуальны для каждого конкретного клиента.

Рейдовые бункеровщики дедвейтом 3–5 тыс. тонн отличаются повышенной прочностью корпуса, мореходностью и развитыми жилыми надстройками. То есть они обладают достаточно широким районом плавания и автономностью (как по запасам, так и по условиям обитаемости экипажа), что позволяет использование их еще и в качестве линейных танкеров.

Относительно свободная верхняя палуба на судах бункеровщиках и наличие грузовых танков для темных нефтепродуктов достаточной вместимости делает их максимально приспособленными для выполнения дополнительной функции – участия в ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН). Для этого в основном достаточно установки на верхней палубе оборудования ЛАРН.

Например, Европейское морское агентство безопасности (EMSA) создало в зоне ответственности ЕС систему постоянной готовности к борьбе с аварийными загрязнениями моря. Используется 16 судов, находящихся в постоянной готовности. Из них восемь – это рейдовые бункеровщики топливом, оснащенные ЛАРН.

Стремление к снижению строительной стоимости за счет упрощения технологии изготовления секций и сборки корпуса реализовано на портовых бункеровщиках. Для портовых бункеровщиков характерны малая скорость и не столь высокие требования к мореходности, что позволяет максимально упростить форму корпуса.

Устьевые порты характеризуются ограниченными глубинами часто наличием весьма жестких ограничений по надводному габариту. Для бункеровщиков,

предназначенных для эксплуатации устьевых портах характерны: упрощенная форма корпуса близкая к понтонам; осадка 2,5–3,0 м; низкие надстройки и подъемные рулевые рубки.

Для всех портовых и рейдовых бункеровщиков топливом дедейт 600 тонн и больше должно быть двойное дно соответствующей высоты и двойные борта соответствующей ширины.

В общем случае, бункеровщик – это гладкопалубное судно с минимальным надводным бортом

Портовые и устьевые бункеровщики могут иметь в большей или меньшей степени (в зависимости от условий эксплуатации) упрощенную форму корпуса. От экстремально упрощенной «пontonной» формы у относительно тихоходных самоходных бункеровочных барж до умеренно упрощенной (сломы по скуле и отсутствие двухплоскостной кривизны днища кормовой оконечности) у портовых бункеровщиков со скоростями хода до 11–12 узлов.

Рейдовые бункеровщики и портовые бункеровщики, эксплуатирующиеся в слабо защищенных акваториях, имеют, как правило, хорошо обтекаемую форму корпуса с развалом носовых обводов выше ватерлинии для обеспечения хорошей всхожести на волну.

Форштевень – наклонный для судов с ледовой категорией или наклонный в надводной части и вертикальный в подводной. Устьевые и мелкосидящие бункеровщики могут иметь носовой транец.

Бульбообразная носовая оконечность не применяется из-за большой вероятности аварийных повреждений при частых швартовках к другим судам (особенно в условиях рейда).

Для уменьшения габаритной длины судна кормовая оконечность транцевая.

В подводной части в зависимости от типа пропульсивной установки применяется либо форма с кормовым подзором и скегом (для судов с винто-рулевыми колонками), либо V-U образные шпангоуты (для судов с «традиционным»

винто-рулевым комплексом). Мелкосидящие бункеровщики имеют туннельные кормовые образования.

Машинное отделение и жилая надстройка только в корме, так как это требуется для «нефтеналивных» судов, к которым и относятся бункеровщики топливом. На мелкосидящих портовых и устьевых бункеровщиках, эксплуатирующихся в относительно благоприятных по температуре наружного воздуха условиях, возможно применение

модульных блоков энергетической и пропульсивной установке размещаемых на палубе.

Жилая надстройка и крылья мостика не выступают за габариты основного корпуса, причем с учетом крена в 5–9 градусов. На бункеровщиках, эксплуатирующихся в устьевых портах с жестким ограничением надводного габарита, применяются подъемные рулевые рубки.

В общем случае, бункеровщик – это гладкопалубное судно с минимальным надводным бортом. Рейдовые бункеровщики имеют полноценные надстройки бака и юта. У портовых бункеровщиков желательны наличие надстройки бака (как минимум стандартной высоты). При этом для судов, имеющих жесткое ограничение надводного габарита, надстройка бака может быть заменена на седловатость палубы в носу.

Практически все районы эксплуатации судов-бункеровщиков находятся в зонах повышенного экологического контроля

Грузовые танки бункеровщиков топливом подразделяются минимум на 2 типа груза (светлые и темные нефтепродукты). Как правило, дополнительно оборудуются танки для смазочного масла. Наличие продольной переборки в ДП для уменьшения влияния свободной поверхности в грузовых танках в процессе бункеровки.

Практически все районы эксплуатации судов-бункеровщиков находятся в зонах повышенного экологического контроля.

Особенно это относится к районам Севера, Дальнего востока и Каспийскому морю. Таким образом, суда-бункеровщики должны соответствовать требованиям особого класса «ECO-S».

Существующая потребность партий топлива для обеспечения судов на рейде колеблется от 3–4 сортов по 700–900 т до 3-х сортов в соотношении 1500:1000:500 т. Наиболее применимым для рейдового бункеровщика с учетом вероятного роста тоннажа бункеруемых судов представляется следующий состав бункера: тяжелое топливо – около 1500 тонн; дизельное топливо – около 900 тонн (до 2-х сортов); смазочное масло – около 100 тонн, что в сумме составляет грузоподъемность рейдового бункеровщика 3000 тонн.

Портовое судно-бункеровщик со следующим составом бункера: тяжелое топливо – около 800 тонн; дизельное топливо – около 220 тонн; масло – около 67 тонн, что составляет в сумме около 1100 тонн. Целесообразность использования бункеровщика в качестве основного нефтесборного судна при ЛАРН, которое не только само собирает нефть с поверхности воды, но в первую очередь должно принимать собранную нефть с других судов, приводит к оценке его полной грузоподъемности около 1500 тонн.

Бункеровщики топливом в устьевых портах в основном используются для бункеровки судов смешанного река-море плавания. Существующие ограничения габаритов судов смешанного река-море плавания обуславливают

практически не изменяемые партии бункера для таких судов. С учетом вероятного роста количества бункеруемых судов, принимается грузоподъемность в 650 т.

Таким образом, предлагается иметь несколько наборов носовой и кормовой оконечности и получать заданный клиентом дедейт за счет длины. Точно также варьировать классы по району плавания и ледовой категориям. Такое решение позволяет совместить интересы заказчика

с интересами завода-строителя, увеличивая серийность и типизацию в постройке и соответственно удешевляя саму постройку.

Что делать?

Конечно, лучше всего построить новые суда соответствующих типов.

Но проблема состоит в том, что среди владельцев портового флота достаточно много относительно небольших компаний, которые не смогут изыскать средства для нового судостроения.

Проблема состоит в том, что среди владельцев портового флота достаточно много относительно небольших компаний, которые не смогут изыскать средства для нового судостроения

Поэтому у многих будет актуальными уже применяемые на других типах судов подходы продления срока службы существующего флота.

Проще всего просто предъявить судно на класс, провести соответствующий ремонт и очередное освидетельствование, получить документы на 5 лет и продолжить работу судна. Плюсы – дешево и привычно, минусы – известные всем риски эксплуатации старого флота и продолжающееся моральное старение, которое рано или поздно приведет к потере рынка.

Среди отечественных судовладельцев наиболее известной и широко применявшейся на практике схемой продления срока службы является обновление корпусов (hull renovation) судов.

Плюсы – вполне реальное увеличение надежности корпуса (если все делать честно), признание страховщиков, привычность, минусы – повышенные требования предъявлялись только к конструкции суда, а системы, машины и механизмы, устройства, электрорадио-часть – в рамках обычного предъявления на класс. Отсюда – недоверие в целом к результату (не все ли равно, от чего будут проблемы – от корпуса или от отказа главного двигателя

или от протечек груза в грузовой системе).

Особое место среди способов продления эксплуатации судов занимает существенное переоборудование или конверсия (от английского conversion) судна – крупная, как правило, размерная модернизация судна с предъявлением его по всем частям как «нового», т.е. на соответствие требованиям международных конвенций и правил классификационного общества на дату предъявления. Конверсия в сегодняшней практике может быть организована как строительство нового судна с использованием элементов существующего судна-донора, соответственно, существенно меняет качество самого судна.

Фактически же для решения проблемы обновления портового флота могут быть использованы различные варианты действий:

- Новое судостроение, в том числе строительство судов с использованием элементов существующих судов.
- Обновление существующих судов (капитальный ремонт), включая не только корпус, но и устройства, электрооборудование, другие элементы, обеспечивающие безопасность.
- Ужесточение требований к существующим судам за счет предъявления по требованиям дополнительных экологических классов «ЭКО». Следует иметь в виду, что дополнительные требования по экологической безопасности будут включать не только чисто технические предписания, но и организационно-технические меры.

Наиболее правильным подходом к обеспечению безопасности является вариант «А» или путь строительства новых судов, но, как видно из объективной оценки темпов нового судостроения, быстрое решение исследуемой проблемы по данному варианту невозможно – требуется достаточно длительный переходный период, когда главную проблему по отношению к безопасности и экономике будут представлять существующие суда (варианты «Б» и «В»). ●



НОВОЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТОПЛИВА НА МОРСКОМ ФЛОТЕ

Уходящий 2012 год оказался рекордным для российского рынка купли-продажи танкеров-бункеровщиков. Как по числу совершенных сделок, тоннажу приобретенных из-за рубежа судов, так и по стоимостям приобретённых активов. Причем по всем трём параметрам рост был скачкообразным, в процентном отношении измеряемый трёхзначными величинами. Что же вызвало столь бурный рост и каковы прогнозы экспертов на 2013 год?

Лидия Дерюгина,
Заведующая
лабораторией топлив
и масел,
ЗАО «ЦНИИМФ»

М.Сизых,
Ведущий инженер,
ЗАО «ЦНИИМФ»

Вопросы топливоиспользования являются важнейшими направлениями в стратегии развития промышленности и транспорта.

Формирование топливной политики морского флота многие десятилетия осуществлялось Закрытым акционерным обществом «Центральный ордена Трудового Красного знамени научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт морского флота».

Институт принимал участие в разработке новых видов топлив, масел, смазок и присадок, предназначенных для судовых энергоустановок; разрабатывал требования к системам топливоподготовки, оборудование для таких систем на судах и нефтебазах, определяя перспективную политику в области нормирования расхода топлива морским флотом.

Основным ядром действующего морского флота являются дизельные энергетические установки, работающие на нефтяном топливе.

В связи с этим нефтяное топливо рассматривается в приоритетном ряду топлив как основное.

Создание и внедрение новых технологий применения топлив обеспечивает разработку

судовых дизельных установок с современными параметрами рабочего процесса в цилиндрах дизелей.

Зарубежные дизелестроительные фирмы продолжают совершенствовать параметры дизелей до значений:

- среднее эффективное давление сгорания топлива $P_e=2,5-8$ МГП для среднеоборотных (СОД) и высокооборотных; 1,8-2,2 МГП для малооборотных дизелей (МОД),
- максимальное давление сгорания топлива $P_z=20$ МГП
- давление впрыска топлива в цилиндр дизеля $P_{вспр} = 100-200$ МГП
- скорость движения поршня: 10 м/сек для СОД 8,5 м/сек для МОД

В связи с этим ужесточаются и требования к качеству нефтепродуктов.

Требования к перспективному нефтяному топливу сводятся к совершенствованию технологии получения топлив с минимальным содержанием в нем серы, компаундированию прямогонных и продуктов глубокой переработки нефти, применению присадок для улучшения эксплуатационных свойств топлива, снижения экологически опасных выбросов в атмосферу.

Технический регламент на топлива, утвержденный Правительством РФ в 2008 г., согласовывается с требованиями по экологической безопасности их применения, в частности, регламентируется снижение содержания серы в мазуте до 1,5% к 2013 году (против 3,5% в 2010 году). Каждый вид топлива подлежит обязательному подтверждению соответствия качеству.

Международный стандарт на судовые топлива ISO-8217-2010

года сократил номенклатуру топлив до 11 марок (против 16) и ввел ряд дополнительных показателей для оценки качества топлива (кислотное число, содержание сульфидов, стабильность).

Номенклатура топлив в целом удовлетворяет рынок потребителей судовых топлив.

- для малооборотных дизелей используется топливо с вязкостью 300–380 мм²/с;
- в среднеоборотных 120–180 мм²/с.

Номенклатура топлив, применяемых в дизельных энергетических установках морского флота, включает в себя:

- **дизельное топливо дистиллятное** (дистилляты первичной перегонки нефти), выпускаемые по ГОСТ 305-2005 и ГОСТ СТО 11605031-016, трех видов (1, 2 и 3 классы), отличающиеся содержанием серы от 0,05 до 0,2%;
- **судовое маловязкое топливо** (ТУ 38.401-58-302-2001), состоящее из дистиллятов первичной и вторичной перегонки нефти, которое может быть заменителем дизельного топлива для малооборотных крейцконфорных дизелей. Эта группа топлив по показателям соответствует требованиям Евростандарта 8217-2010: ДМХ и ДМА;
- **средневязкие топлива ДТ и ДМ**, выпускаемых по ГОСТ 1667-68 для средне и малооборотных дизелей. Эти топлива состоят из смеси дистиллятов и остаточных продуктов переработки нефти. По Евростандарту им соответствуют топлива ДМЗ и РМА-10. Содержание серы в этих топливах от 0,5 до 1,5% (ДТ) и до 2% (ДМ);
- **мазуты**. Эта группа топлив включает в себя: «легкие» мазуты

(Ф5, Ф12) и «тяжелые» - мазут 40 и мазут топочный 100 (ГОСТ 10589), который используются в дизелях в смесях с более легкими топливами, или в котельных установках. По Евростандарту они соответствуют топливам RMC-10, RMB-25 и RMH-35. Допустимое содержание серы от 0,5 до 3,5%. Мазуты, производимые на экспорт (ТУ 38.001164-75) имеют улучшенные показатели. По содержанию серы укладываются в интервал от 0,9 до 2,0%.

Физико-химические характеристики отечественных топлив подлежат обязательному подтверждению соответствия согласно Положению II Технического регламента.

В целях уменьшения затрат на топливо, являющихся значительной долей (более 30%) всех эксплуатационных затрат морских судов используются смеси различных видов топлив.

Топливные смеси из «легких» дистиллятных топлив и остаточных в настоящее время являются наиболее часто применяемыми на судах нефтепродуктами и используются в значительных количествах.

Приготовление смесей осуществляется как на нефтебазах, так и на борту судна.

При этом смеси подлежат контролю не только по компонентному составу, но и на совместимость и стабильность.

Обеспечение этих характеристик в настоящее время является приоритетным направлением НИР в области контроля качества нефтепродуктов.

Одно из основных требований к качеству топливной смеси – стабильность при хранении, определяемая показателем совместимости смеси по капельной пробе и микроскопией. Стабильность смеси обеспечивается путем подбора соотношения качественного содержания в смеси

легких дистиллятных и тяжелых остаточных компонентов.

Известно, что в зависимости от группового состава нефтяных компонентов существует свой предел количественного содержания легкого компонента в смеси, выше которого нарушается стабильность и асфальто-смолистые вещества, обычно присутствующие в мазутах в виде мицелл размером до 1 мкм, начинают коагулироваться в крупные образования (сгущения, пленки и др.). Требования к компонентам смесей регламентируются ТУ 0252-001-56 937227-2003. В соответствии с ТУ, в качестве основных, исходных (базовых) компонентов применяется следующая номенклатура остаточных нефтепродуктов:

- мазуты флотские Ф5 и Ф12 и мазуты топочные 40 и 100 ГОСТ 10585 с содержанием серы не более 2,5%;
- топливо технологическое экспортное (ТУ 38.001361-99);
- топлива судовые ИФО -30, ИФО -180 и ИФО -380 (ISO 8217);
- топлива судовые высоковязкие СЛ, СВЛ, СВТ (ТУ 38.1011314-90);
- газойль вакуумный (ТУ 38.1011304-90);
- газойль вакуумный низкозастывающий (Ухтинский - ТУ 38.401-58-62-93);
- термогазойль (ТУ 38.1011254-89);
- топливное судовое ИФО 180 (ТУ 0252-004-49247367-2002);
- топлива моторные ДТ и ДМ (ГОСТ 1667);

Смеси вышеназванных продуктов, подобранные в соответствующих пропорциях смешения, а также иные тяжелые углеводородные

компоненты нефте- и газопереработки допускаются к использованию. К ним относятся кубовые остатки отдельных нефтехимических и химических производств (в том числе содержащих кислородсодержащие соединения), растворимые в углеводородных средах, близкие по физико-химическим показателям к мазутам, выпускаемые по соответствующим нормативным документам.

В качестве второго, дополнительного компонента, вовлекаемого в технологический процесс получения мазутных смесей с целью снижения их кинематической вязкости и снижения температуры застывания, используют следующие среднестиллятные продукты переработки нефти и газового конденсата, а именно:

- топливо дизельное с температурой вспышки выше 62°С ГОСТ 305;
- топливо печное бытовое малосернистое ТУ 38.101656-99 или ТУ 38-401-110-94;
- топливо печное бытовое ТУ 38.101567-2000, ТУ 38.401-58-181-97.

Бункерные компании при изготовлении топливных смесей обычно ориентируются на требования традиционной маркетинговой спецификации, в которой сорт топлива определяется по кинематической вязкости при 40°С для дистиллятных топлив и при 50°С для остаточных топлив.

В настоящее время появились технические условия на судовые топлива, которые разрабатывались выпускающими их компаниями.

Такие технические условия содержат требования к качеству топлива по основным физико-химическим параметрам, что, как известно, не полностью определяет эксплуатационные свойства топлива. Так в технических условиях отсутствуют нормы по фракционному составу и цетановому числу.



Согласование технических условий с дизелестроительными фирмами и компаниями, эксплуатирующими судовые дизеля, не проводилось.

В связи с этим зачастую не выдерживаются требования к топливам, обеспечивающие нормальную эксплуатацию судовых энергетических установок (СЭУ), что может привести к аварийной ситуации.

Потребитель должен обращать внимание на эксплуатационные показатели, приведенные ниже (таблица 1).

Мазуты, компаундированные топлива, топливные смеси

- 1. Нестабильность топлива (несовместимость компонентов, расслаивание).
- 2. Должна быть точно выдержана вязкость топлива в соответствии с заявленной маркой под определенную на судне систему топливоподготовки.

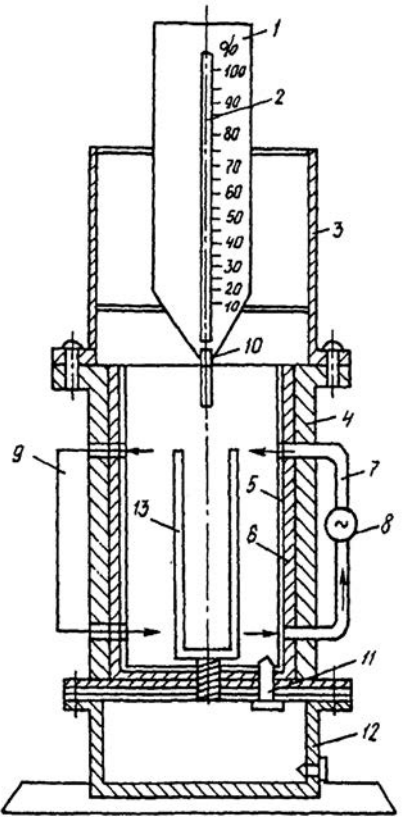


РИС. 1. Устройство для определения количественного соотношения компонентов топливной смеси по заданной вязкости смеси

ТАБЛИЦА 1. Дизельные топлива

ДМА (ISO 8217)	DMZ (ISO 8217)
Дизельное топливо (ГОСТ 305-2005)	Судовое маловязкое (ТУ 38.401-58-302-2001)
1. Температура вспышки ($T_{всп.}$) должна быть не ниже 61°C , дизельное «3» может быть с $T_{всп.} = 40^{\circ}\text{C}$, что не допустимо для морского транспорта (при заказе топлива следует оговаривать этот показатель)	1. Нестабильность топлива при хранении, что приводит к повышенному содержанию шламов, механических примесей. Высокой коксуемости. Необходима проверка на стабильность топлива.
2. Коэффициент фильтруемости (степень чистоты топлива) не должен превышать 3, т.к. в сочетании с водой и смолами образуются парафины, забивающие фильтры.	2. Возможно в составе топлив присутствие химических препаратов (стиролы), что определяет неприятных запах топлива и его токсичность.
3. Фракционный состав топлива должен иметь температуру начала кипения не ниже 230°C , т.к. облегченный состав топлива имеет «сухость», что приводит к повышенным износам деталей цилиндра и топливной аппаратуры.	3. Кислотность топлива вызывает коррозию как топливной системы, так и деталей дизелей. Этот показатель, как дополнительный, необходимо контролировать. Его значение не должно превышать $0,5 \text{ мг КОН/кг}$
4. Цетановое число не должно быть ниже 42.	4. Температура застывания должна строго подбираться к условиям топливоподготовки.

- 3. Повышенное содержание механических примесей (осадок при фильтрации), шламообразование, повышенное отложение в сепараторах.
- 4. Температура вспышки не должны быть ниже 61°C .
- 5. Содержание серы в мазуте не должно превышать 1,5% (с 2013 г.).
- 6. Наличие примесей алюминия, кремния, натрия и ванадия не должно превышать значений, регламентируемых ГОСТ Р и ISO 8217-2010.

С учетом сказанного должно предусматриваться обеспечение производителей смесей и судовых экипажей необходимой приборной базой.

На основании анализа опыта работы с топливными смесями и в результате многочисленных обращений от нефтебаз, судоходных компаний в ЗАО «ЦНИИМФ» разработано устройство для определения количественного соотношения компонентов топливной смеси по величине заданной вязкости топливной смеси.

На рис. 1 показано устройство для определения количественного соотношения компонентов топливной смеси по величине заданной вязкости смеси.

В основу способа получения двухкомпонентной топливной смеси (ТС) положено свойство высоковязкого компонента широкого фракционного состава (смесь олефинов, нафтен, парафинов, асфальтенов, смол и др.), имеющего разветвленные молекулярные цепи, которое заключается в том, что при тепловом и механическом воздействии происходит разрыв молекулярных цепей указанного компонента с образованием на «хвостах» молекул отрицательных или положительных зарядов. Для обеспечения стабильной ориентации заряженных частиц на топливную смесь воздействуют электрическим полем и определяют возникающее в ней напряжение. Напряжение, возникающее в топливной смеси зависит от ее электропроводности, имеющейся с одновременно изменяющейся вязкостью

Способ осуществляют следующим образом. Во внутренний стакан 5 наливают определенное количество высоковязкого компонента. Включают подогрев и насос 8 для циркуляции этого компонента. Одновременно в пробе топлива наводят внешнее электрическое поле посредством датчика, например, электродов, на которые через нагрузочный резистор подают

стабилизированное напряжение. Открывают клапан 10, и из дозатора 1 во внутренний стакан 5 начинает поступать маловязкий компонент, который непрерывно смешивается с высоковязким компонентом. В зависимости от объема составных частей топливной смеси изменяющееся напряжение с датчика подается на один вход компаратора, на управляющий вход которого подают напряжение, соответствующее заданному значению вязкости. При равенстве сигналов на входа компаратора с помощью блока управления происходит закрытие клапана 10. Одновременно на индикаторе отображается фактическое значение вязкости ТС. По уровнемеру 2 можно определить количество (в процентах) маловязкого компонента, необходимого для получения ТС заданной вязкости.

Таким образом, прилагаемый способ позволяет оперативно в эксплуатационных условиях получать топливную смесь заданной вязкости без предварительного изучения вязкости исходных компонентов.

В эксплуатационных условиях для контроля качества применяемых на судах нефтепродуктов целесообразно использовать приборы для экспресс - анализов.

Одним из таких приборов, разработанным в ЗАО «ЦНИИМФ» и запатентованным является «Устройство для определения содержания воды в жидких нефтепродуктах».

Устройство работает на принципе изменения диэлектрической проницаемости исследуемого нефтепродукта в зависимости от содержания в нем воды.

Проба любого топлива заливается в пластмассовую пробирку и вставляется в специальное гнездо на панели прибора. Через пробу пропускается ток высокой частоты. На дисплее прибора высвечивается величина содержания воды в пробе (%). В комплект прибора входят эталонные образцы различных топлив, с которыми сравнивается исследуемая проба топлива.

Предлагаемое устройство просто в изготовлении и в использовании, компактно, погрешность измерения не превышает 1%.

Для предотвращения кислотности в работающих нефтепродуктах

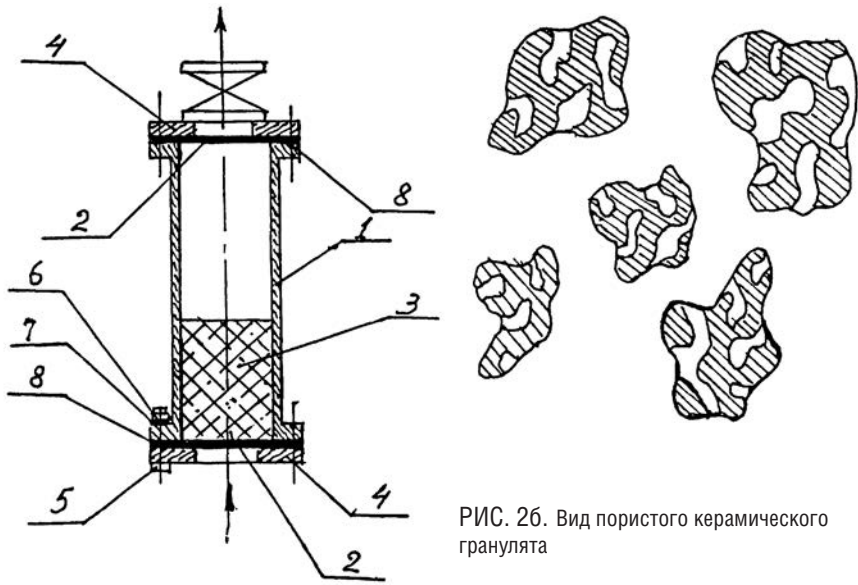


РИС. 2а. Устройство фильтра-нейтрализатора

необходимо в систему топливо или маслоподготовки ввести фильтр-нейтрализатор.

По мнению эксплуатационников и ряда заинтересованных организаций наиболее удачным решением проблемы является использованием фильтра-нейтрализатора, разработанного и запатентованного ЗАО «ЦНИИМФ».

За эту разработку ЗАО «ЦНИИМФ» был награжден золотой медалью «Innovations for investments to the future» Американско-Российского Делового Союза (ARBU) в рамках международной программы «Golden Galaxy».

Конструкция фильтра-нейтрализатора проста и компактна и может быть использована в стандартных топливных и масляных системах, оснащенных устройствами для очистки нефтепродуктов от воды и механических примесей.

Фильтр-нейтрализатор заполняется керамическим пористым гранулятом, в порах и на поверхности которого кристаллизуется щелочной реагент, после пропитки им гранулята и дальнейшей просушки. Такая технология использования керамического гранулята существенно продлевает срок действия нейтрализации кислот в нефтепродуктах за счет высокой поглотительной способности гранулята.

На рис. 2а и 2б показаны схема устройства фильтра и пористый

керамический наполнитель (гранулят).

Фильтр-нейтрализатор содержит (рис. 2а) корпус 1, нижнюю и верхнюю крышки 4, перфорированные пластины перегородки между корпусом и крышками 2.

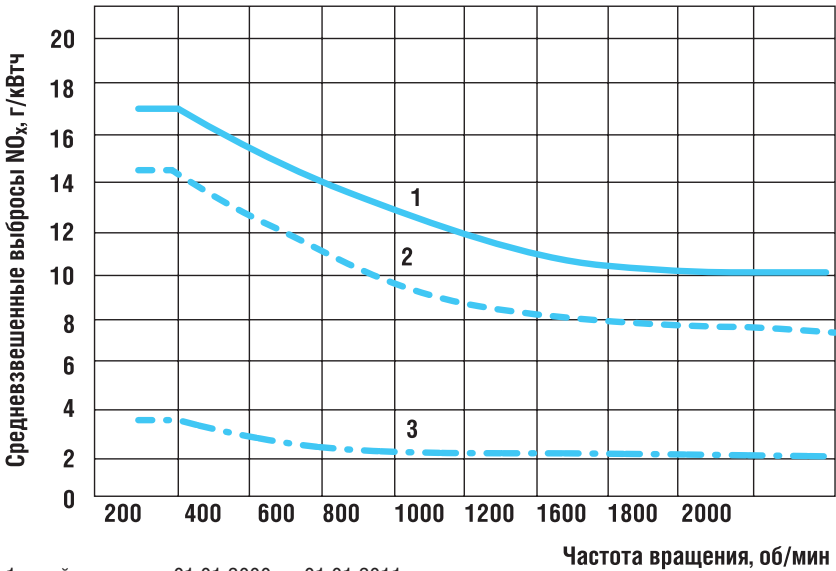
Корпус на 40% его объема заполнен керамическим пористым гранулятом 3, с размерами пор 2–5 мкм (рис 2б).

Перед заполнением корпуса гранулятом последний пропитывается 5–10% водным раствором щелочного реагента, например, тринатрийфосфатом. Для этого гранулят распределяется равномерным слоем, равным толщине гранулята на поверхности водного раствора реагента и выдерживается в нем при комнатной температуре до полной пропитки гранулята, на что указывает отсутствие в емкости водного раствора реагента. Далее гранулят сушится до момента кристаллизации реагента на поверхности гранулята и его порах.

Фильтр-нейтрализатор работает следующим образом: поток работающего масла подается под давлением в нижнюю часть корпуса к слою гранулята и, пройдя через нейтрализующий активный гранулят, выводится через верхний клапан в систему подачи нефтепродукта к механизму.

Одним из важных условий экологически безопасной эксплуатации судовых энергоустановок является

РИС. 3. Нормы выбросов в атмосферу окислов азота (NOx) главными и вспомогательными судовыми двигателями



1 – действовали с 01.01.2000 до 01.01.2011
2 - введены с 01.01.2011 , действующие в настоящее время
3 - проект, планируется введение с 01.01.2016

необходимость снижения экологически опасных выбросов выпускных газов в атмосферу, особенно в акваториях порта.

Процесс сгорания топлива в цилиндрах энергоустановок сопровождается изменениями не только физического состояния, но также и химического состава газовой рабочей смеси, характеризующейся образованием:

- газообразных продуктов окисления топлива (двуокиси углерода – CO₂);
- газообразных продуктов окисления серы (ангидридов SO₂, SO₃ и H₂S);
- газообразных продуктов окисления азота (NO_x);
- жидкостных продуктов окисления водорода (H₂O) в парообразном состоянии.

Данный процесс характеризуется резким увеличением давления и температуры образующейся в цилиндрах энергоустановок газовой рабочей смеси. В этих условиях процесс окисления углерода с образованием его двуокиси (CO₂) существенно зависит от значений таких показателей топлива, как его температура самовоспламенения и его критериев, характеризующих задержку воспламенения и протекание сгорания.

Предотвращая переход азота в химически нейтральный газ можно существенно снизить содержание

в выпускных газах окислов азота (NO_x), которые вступая в химическую реакцию с парами воды образуют экологически вредные азотистые (или азотные) кислоты. При этом достигается полное окисление углерода топлива (CO₂) без образования окиси углерода (CO), содержание которой в выпускных газах создает условия для образования в выпускных газах экологически вредной угольной кислоты.

Наиболее трудноудаляемыми из отходящих газов дизелей, работающих на мазуте, являются соединения окислов азота.

Выброс окислов азота зависит от температуры в камере сгорания, степени разбавления топлива воздухом и продолжительности горения топлива. Образование окислов азота происходит при температуре более 1500°С.

Различными производителями ведутся работы по снижению выброса NO_x до регламентных норм. На рис. 3 показаны эти нормы на перспективу до 2020 г. по данным IMO.

Одним из способов снижения содержания окислов азота в отходящих газах является совершенствование процесса сгорания топлив с использованием катализатора горения, способного повышать полноту сгорания топлива и в нейтральной или щелочной среде поглощать кислород из

воздуха, насыщая им топливо.

Добавление в топливо катализатора горения в дизеле приводит к более полному сгоранию тяжелых остаточных фракций в основной фазе сгорания и снижению доли топлива, сгорающего в фазе догорания. В присутствии катализатора горения на последней стадии процесса происходит догорание топлива практически до конца, что приводит к более высокому давлению на поршень в заключительной стадии его движения. В целом топливо сгорает быстрее, хотя и снижается максимальная скорость сгорания топлива. То есть на стадии начала горения катализатор тормозит скорость окисления топлива, а на второй при догорании за фронтом пламени ускоряет процесс.

Катализаторы горения «тяжелых» топлив (мазатов) применяются для снижения недожога и выбросов сажи в окружающую среду.

При сгорании мазутов только часть оксидов азота образуется путем связывания азота воздуха. Другая часть представляет собой «топливные оксиды», образование которых зависит, прежде всего, от концентрации кислорода. Поскольку в присутствии катализатора для хорошего горения требуется меньший избыток воздуха, меньше образуется и топливных оксидов азота.

Регулировать этот процесс можно путем интенсификации процесса рекомбинации (захвата химически активных атомов азота утраченных ими электронов). Для этого рекомендуется вводить в топливо присадок – химических веществ, которые при высокой температуре легко теряют электроны, что увеличивает их концентрацию в камере сгорания и, таким образом, создаются условия по быстрому захвату свободных электронов химически активными молекулами азота. Данный способ позволяет предотвратить при сгорании топлива в цилиндрах дизеля образование окислов азота и окиси углерода, т.е. комплексно решается задача защиты окружающей среды и экономное расходование топлива.

Общее направление в разработке присадок к топливам – создание многофункциональных композиций, включающих моющее – диспергирующую добавку (ПАВ), катализатор горения, а иногда

промотор воспламенения из группы алкилнитратов. Роль ПАВ заключается в улучшении смесеобразования топлива с воздухом, в значительной степени влияющего на качество горения, особенно на первых стадиях. Кроме того, ПАВ обладают моющими свойствами: в их присутствии коэффициент закоксования распылителей форсунок уменьшается. К числу таких комплексных присадок относятся небариевые присадки, содержащие ПАВ и катализатор горения на основе солей железа, кальция, марганца и карбоновых кислот. Такие присадки снижают дымность и содержание окиси углерода. Щелочные и щелочно – земельные металлы повышают концентрацию в пламени гидроксид – ионов. Последние, являясь окислителями, также ускоряют горение. Приведенный анализ физико – химических процессов в камере сгорания дизельных двигателей при их работе на мазуте стал предпосылкой для разработки присадки с функциями катализатора горения и диспергатора.

В настоящее время создано большое количество присадок, каждая из которых имеет определенные достоинства и недостатки. На наш взгляд, наиболее дальновидным является ориентирование эксплуатационных организаций на отечественные присадки, которые могут изготавливаться в необходимом объеме, из доступного сырья и имеющие конкурентоспособную стоимость.

Разработанная в лаборатории топлив и масел ЗАО «ЦНИИМФ» присадка к мазуту «АЗОМИН» содержит компоненты доступного недефицитного сырья – целлюлозобумажной промышленности.

Лабораторные и стендовые испытания шести образцов присадки на дизеле 2Ч 8,5\12 при работе на средневязком мазуте позволили выбрать наиболее эффективный образец. В таблице 2 приведены результаты анализа выпускных газов.

Таким образом, приведенные данные показывают, что наиболее эффективный показал себя образец № 6 «Азомин», снижающий содержание экологически опасных продуктов в выпускных газах дизельных двигателей:

ТАБЛИЦА 2

Опытный образец	Сернистый ангидрид	Окись углерода	Окислы азота
1	20	3.4	190
2	24	3.1	200
3	12	3.4	200
4	24	3.2	190
5	13	3.8	195
6 Азомин	12	3.44	182
Образец с присадкой-эталоном	24	4.0	194,6

- окислов азота на 5–7%
- окиси углерода на 10–14%

Снижение недожога топлива оценивается по расходу топлива, и составил 1,5–3%

Рассматривая вопросы топливоиспользования на морском флоте нельзя обойти вниманием альтернативные виды топлива.

Стратегия развития энергетики вообще и в частности транспортной энергетики требует поиска заменителей традиционных топлив.

В каждой промышленно развитой стране проводятся исследовательские работы в области создания наиболее оптимальных с точки зрения экологичности, высокой эффективности, низких издержек производства и значительных запасов, новых видов топлив.

Целью этих работ является создание топливных концепций, отвечающих самым жестким требованиям мировых стандартов при создании двигателей нового поколения.

Исследования, проведенные в различных зарубежных и отечественных лабораториях, выделили для использования в энергетических установках ряд полных и частичных заменителей нефтяных топлив.

Сжиженные углеводородные газы (СУГ)

Под СУГ понимается бутан-пропановая смесь – наиболее высококачественный продукт попутного газа. Как моторное топливо СУГ обладает несомненным преимуществом перед другими видами газового

моторного топлива. При нормальной температуре и давлении 1,6 МПа он переходит в жидкое состояние. Следует отметить и более низкую себестоимость его производства.

Бутано-пропановая смесь используется в двигателях с внутренним смесеобразованием, работающих на нефтяном (запальном) топливе и газовых топливах. Технические требования к ним определены ГОСТ 10196-62.

Возможность применения СУГ на водном транспорте ограничена судами мелкого тоннажа. Таким образом, СУГ не может служить определяющим видом топлива для судовых дизелей, но принципиально его можно использовать в высокооборотных и среднеоборотных дизелях, тем более хранение его в баллонах в сжиженном состоянии удобно и не представляет особых трудностей.

Метанол

Метанол, как моторное топливо, имеет высокое октановое число и низкую пожароопасность. Его температура вспышки +9°С, вязкость 5,9 м²/с при 21°С, повышенная температура самовоспламенения.

Этанол

Этанол характеризуется низкой температурой вспышки (13°С), незначительной вязкостью (1,2 м²/с) и повышенной температурой самовоспламенения. Как метанол, так и этанол можно использовать в смеси с мазутом в различных соотношениях.

При перемешивании они образуют метанолю- или этанолонефтяную эмульсию с высокой поверхностной активностью глобул метанола.

Такие эмульсии характеризуются более высокой, чем у нефтяного топлива вязкостью, меньшей

температурой вспышки и большей, чем у метанола температурой застывания [7].

Структурное состояние эмульсии в процессе длительного хранения практически не меняется, но в то же время наблюдается более высокая ее испаряемость.

Способность к воспламенению и сгоранию таких эмульсий в дизеле характеризуется увеличением угла подачи топлива, периода задержки его воспламенения, скоростей нарастания давления и максимального давления сгорания.

Выполненные исследования по определению применения метанола- и этанолонефтяных эмульсий в дизеле показали техническую возможность их применения с учетом особенностей, указанных выше.

Синтетические топлива из горючих сланцев и каменного угля

Синтетические жидкие топлива из каменных углей и горючих сланцев имеют вязкость при 20оС 8,9•10-6 и 250•10-6 м²/с соответственно и температуру вспышки 90°С. Параметры рабочего процесса в дизелях при их работе на топливе из горючих сланцев близки по своим значениям к параметрам при работе на топочном мазуте 40. Однако наблюдается значительная неравномерность их значений рабочего процесса в цилиндре дизеля от цикла к циклу.

Такое топливо обладает худшими свойствами по термической стабильности и способности к самовоспламенению. Для более стабильного протекания рабочего процесса возможно его использование только при вводе в него присадки, повышающей цетановое число.

Синтетические топлива по термической стабильности и цетановому числу приблизительно аналогично нефтяным топливам.

Для использования синтетических топлив из каменного угля и горючих сланцев в дизелях необходимо довести их физико-химические показатели до значений, регламентируемых ГОСТ на топлива для малооборотных дизелей.

Выбор решения по использованию того или иного топлива должен производиться применительно к

ТАБЛИЦА 3

Вид топлива	Затраты на производство, %	Стоимость единицы
Нефтяное	100	100
СУГ (сжиженный углеводородный газ)	60-70	80-90
Электроэнергия	65	90-130
Метанол	110	120
Этанол	120	170
Синтетическое топливо	160	120

конкретным условиям эксплуатации флота на основе углубленных технико-экономических проработок.

Целесообразность использования конкретного топлива в качестве замены нефтяных топлив при дефиците последних имеет экономическую целесообразность лишь при определенном соотношении цен на эти топлива.

Ниже приведены экономические показатели альтернативных видов моторного топлива.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать некоторые выводы.

Первое. Номенклатура применяемых нефтяных топлив на судах морского флота удовлетворяет рынок потребителей с дизельными энергетическими установками: для малооборотных дизелей используется топливо с вязкостью 300–380 мм²/с, для среднеоборотных – 120–180 мм²/с.

Второе. Топливные смеси, которые готовятся на бункерных базах или судах, состоящие их «легких» и «тяжелых» компонентов, должны соответствовать регламентируемым составляющим смеси по ТУ 0252-001-56 937227-2003.

Качество топливной смеси и ее процентный компонентный состав по заданной для смеси вязкости контролируется на стабильность при хранении по рекомендованным методикам и с использованием устройства (рис. 1).

Третье. Технические условия на топлива, которые разрабатываются отдельными компаниями по основным физико-химическим показателям, могут не всегда определять их эксплуатационные свойства.

В связи с этим необходима проверка эксплуатационных свойств топлив на такие показатели как:

- фракционный состав,
- коэффициент фильтруемости,
- цетановое число,
- стабильность при хранении,
- кислотность.

Четвертое. В эксплуатационных условиях на судах и бункерных базах целесообразно использовать для экспресс -анализов переносные автономные приборы, в частности. «Устройство для определения содержания воды в жидких нефтепродуктах».

Пятое. Для снижения кислотности топлива и работающего масла в системах их подготовки эффективно работает фильтр-нейтрализатор, запатентованный ЗАО «ЦНИИМФ» и получивший золотую медаль от Центра Международного Делового Сотрудничества (ARBU) за инновационную научную разработку.

Шестое. Разработанная в ЗАО «ЦНИИМФ» отечественная присадка «Азомин» из недефицитного сырья позволяет при вводе ее в топливо снижать содержание в выпускных газах дизелей экологически вредных выбросов в атмосферу:

- окислов азота на 5–7%,
- окислов углерода на 10–14%.

И, седьмое. Разработки отечественных и зарубежных организаций позволили выделить ряд альтернативных топлив, являющихся полными или частичными заменителями нефтяных топлив. К ним относятся: сжиженный углеводородный газ, метанол, этанол и синтетическое топливо из горючих сланцев и каменного угля.

По экономической целесообразности выбор топлива зависит от соотношения цен на топлива, преимущественное место занимает сжиженный углеводородный газ. ●

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

Сколько денег не жалко для нефтяного проекта века?

По сведениям, Азербайджанской международной операционной компании, в 2002 году на реализацию проекта освоения блока каспийских месторождений Азери – Чираг – Гюнешли (АЧГ), запасы нефти которых оцениваются в 5,2 млрд барр (примерно 740 млн т), АМОК затратила 1,26 млрд долл США.

В 2003 г. капитальные затраты на реализацию проекта АЧГ запланированы в размере 2,052 млрд долл США, а операционные расходы должны составить 0,1 млрд долл США.

В результате, в частности, среднесуточная добыча нефти на месторождении Чираг в 2003 г. должна вырасти до 133 тыс барр (в 2002 г. – 128 тыс барр).



• Комментарий Neftegaz.RU

С тех пор Запасы АЧГ были переоценены, но не на много 5,4 млрд барр. К реализации проекта компании была привлечена британская BP, ведь по словам 1-го вице-президента компании SOCAR (ГНКАР) по геологии Х. Юсифзаде, без западных компаний Азербайджан разрабатывал бы каспийские месторождения 30–40 лет.

А в конце октября 2012 г., исполнительный вице-президент BP по добыче Боб Фрайар заявил, что компания BP намерена привлечь свои лучшие ресурсы по всему миру для увеличения объемов добычи нефти на блоке месторождений АЧГ.

Монополисты на ж\д

ОАО Российские железные дороги, в собственности которого будут находиться все российские железнодорожные магистрали, может быть официально создано в середине апреля 2003 г. С таким заявлением в Государственной думе после принятия депутатами во втором чтении внесенного правительством пакета законопроектов о реформировании железнодорожного транспорта выступил министр путей сообщения.



• Комментарий Neftegaz.RU

РЖД было учреждено постановлением Правительства РФ от 18 сентября 2003 г. № 585. Создание компании стало итогом первого этапа реформирования железнодорожной отрасли в соответствии с постановлением Правительства РФ от 18 мая 2001 года № 384.

Имущество компании было сформировано путем внесения в уставный капитал РЖД по балансовой стоимости активов 987 организаций федерального железнодорожного транспорта, принадлежащих государству.

Уставный капитал РЖД на 1 января 2012 г. составил 1, 79 трлн руб.

В настоящее время РЖД входит в мировую тройку лидеров железнодорожных компаний.

Железнодорожные грузоперевозки сырой нефти и нефтепродуктов до сих пор занимают большое значение.

К примеру, пока система ВСТО-2 не достроена, нефть поступает в морской экспортный порт Козьмино (откуда осуществляются поставки в Азиатско-Тихоокеанский регион) с «пересадками».

До станции Сковородино (Амурская область) нефть приходит по трубам. Но уже от станции Сковородино

до морского терминала Козьмино – нефть идёт железнодорожным «восточным экспрессом».

Роснефть: один... совсем один...

РФФИ передал блокирующий пакет акций Роснефть (25% плюс 1 акция) Минимущество, после чего министерство стало единственным акционером этой компании. Таким образом, в результате передачи пакета акций РФФИ, дополнительная эмиссия акций Роснефти, проведение которой было одобрено советом директоров компании в сентябре 2002 г., будет размещена только в пользу министерства.

Как заявил в ноябре 2002 г. первый замминистра имущественных отношений Александр Браверман, пока государство не намерено приватизировать часть или полный пакет акций Роснефти. По словам чиновника, такая точка зрения основана на том, что в настоящее время Роснефть участвует в реализации проектов по соглашениям о разделе продукции.



• Комментарий Neftegaz.RU

В конце ноября 2012 г вице-премьер РФ А. Дворкович сообщил, что российское правительство пока не обсуждает возможность продажи в 2013 г пакета акций Роснефти кроме сделки с британской BP.

Что касается, более отдалённого будущего, в 2014 г, то дальнейшая приватизация Роснефти, по словам А. Дворковича, возможна, но конкретных планов пока нет.

Отметим, что во всех развитых государствах мира нефтегазовый комплекс находится преимущественно в государственных руках, в виду его стратегической важности для экономики страны. ●

SHIP SHOPPING

ОБЗОР СИТУАЦИИ НА РЫНКЕ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ТАНКЕРОВ-БУНКЕРОВЩИКОВ

Уходящий 2012 год оказался рекордным для российского рынка купли-продажи танкеров-бункеровщиков. Как по числу совершенных сделок, тоннажу приобретенных из-за рубежа судов, так и по стоимостям приобретённых активов. Причем по всем трём параметрам рост был скачкообразным, в процентном отношении измеряемый трёхзначными величинами. Что же вызвало столь бурный рост и каковы прогнозы экспертов на 2013 год?



Евгений Долгих,
генеральный директор,
KALINKA SHIPBROKERS

При ответе на вопрос, что же вызвало столь бурный рост, на первый план выходят две основные причины.

Во-первых, ВИНКи продолжили своё стратегическое расширение и вхождение на рынок судового топлива. Ввод на рынок современных танкеров-бункеровщиков с высокой производительностью, отвечающих современным экологическим требованиям и возрастным требованиям ведущих судовладельцев, является естественным способом завоевания рынка и вытеснения маленьких игроков, которые не могут позволить себе такие капиталоемкие приобретения с длительным сроком окупаемости. В 2012 году приобретать молодые танкеры стали вслед за ВИНками компании второго эшелона.

Во-вторых, новые приобретения обусловлены растущим спросом. Это касается в основном дальневосточных портов, где рост продаж произошёл за счет ввода в строй новых портовых мощностей и увеличившегося числа судозаходов. Но, ещё в большей степени за счёт роста бункеровок транзитных судов. Ввиду большой разницы в цене мазута в российских портах и за границей, порой доходящей до 150 долларов за тонну, владельцы большегрузных судов, совершающих трансокеанские рейсы из стран Юго-Восточной Азии в Америку и наоборот, стали планировать небольшое отклонение от маршрута для короткого захода в российские

порты для максимально возможного пополнения запасов бункерного топлива. Для контейнеровозов класса Панамакс бункерные заявки достигают величин в 9000 тонн IFO380. Даже с учетом расходов на портовые сборы, небольшая потеря времени на отклонение от маршрута и бункеровку более чем оправдана для операторов. На одной бункеровке они экономят в среднем порядка 1 миллиона долларов.

Спрос на транзитные бункеровки существовал давно. Но до недавнего времени существующий в российских портах бункеровочный флот не мог удовлетворить требования иностранных линий, которым требовалась быстрая загрузка одной партии бункера. Для этого требовались молодые суда большой вместимости и с большой скоростью выдачи (1000 куб.м/час). В 2012 году произошло невиданное никогда ранее масштабное пополнение бункеровочного флота.

Российскими дальневосточными бункеровочными компаниями были приобретены следующие суда: 3 сестры дедвейтом около 10500 тонн «**LEDASTERN**», «**WESERSTERN**», «**ODERSTERN**», датский танкер «**TARNSJO**» дедвейтом около 10900 тонн, танкер «**CRYSTAL AMBRA**» дедвейтом около 8000 тонн, 2 сестры дедвейтом около 6500 тонн «**TRANSPACIFIC**» и «**TENA**», турецкий «**OZAY-4**» дедвейтом около 5700 тонн и «**KAITANK**» дедвейтом около 6800 тонн.

«БИРТЕ ТЕРЕЗИ»

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	
Название	БИРТЕ ТЕРЕЗИ
Транслитерация	BIRTHE THERESI
Бывшее название	BIRTHE THERESA
Год смены названия	2012
Регистровый номер	941507
ИМО №	9083184
Позывной сигнал	UBH17
Порт приписки	Калининград
Флаг	Россия
Последнее Очередное освидетельствование	13.04.2010
Символ класса PC	KM* Ice3 AUT3 oil tanker (>60°C) (ESP) (Ice3 at d<= 5.41)
ТИП СУДНА	
Основной тип	Нефтеналивное
Подтипы:	
СВЕДЕНИЯ О ПОСТРОЙКЕ	
Дата постройки	01.03.1995
Страна постройки	Румыния
Строительный номер	221008
РАЗМЕРЫ И СКОРОСТЬ	
Валовая вместимость	2094
Чистая вместимость	993
Валовая ТМ	0
Чистая ТМ	0

Дедвейт (т)	3496
Водоизмещение (т)	4979
Длина габаритная (м)	87,80
Длина расчетная (м)	84,44
Ширина габаритная (м)	12,30
Ширина расчетная (м)	0,00
Высота борта (м)	7,65
Осадка (м)	5,49
Скорость	12,00
MACHINERY МЕХАНИЗМЫ	
Год постройки главного двигателя	1993
Страна постройки главного двигателя	США
Количество и мощность главного двигателя	1 * 1850
Марка главного двигателя	3606
Количество и мощность гребных электродвигателей	-
Количество и тип движителя	1 Винт регулируемого шага
Количество лопастей	5
Количество и мощность генераторов (кВт каждого)	1 * 130 1 * 130 1 * 47
Количество главных котлов	0
Тип главных котлов:	
Давление (МПа)	0.0
Поверхность нагрева (кв.м.)	0





«КРИСТАЛ ИСТ»

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	
Название	КРИСТАЛ ИСТ
Транслитерация	CRYSTAL EAST
Бывшее название	CRYSTAL EAST
Год смены названия	2012
Регистровый номер	970514
ИМО №	9160308
Позывной сигнал	UBYI7
Порт приписки	Находка
Флаг	Россия
Последнее Очередное освидетельствование	30.09.2008
Символ класса PC	KM* L1[1] AUT1 OMBO LI oil/chemical tanker type 1 and 2 (ESP) (L1 at d <= 7.42 m)
ТИП СУДНА	
Основной тип	Нефтеналивное
Подтипы	Химовоз
СВЕДЕНИЯ О ПОСТРОЙКЕ	
Дата постройки	04.09.1998
Страна постройки	Дания
Строительный номер	227
РАЗМЕРЫ И СКОРОСТЬ	
Валовая вместимость	5136 МК1969
Чистая вместимость	2408 МК1969
Валовая ТМ	0

Чистая ТМ	0
Дедвейт (т)	8053
Водоизмещение (т)	11000
Длина габаритная (м)	109,95
Длина расчетная (м)	103,50
Ширина габаритная (м)	18,02
Ширина расчетная (м)	18,00
Высота борта (м)	9,30
Осадка (м)	7,45
Скорость	15,00
MACHINERY МЕХАНИЗМЫ	
Год постройки главного двигателя	1997
Страна постройки главного двигателя	Финляндия
Количество и мощность главного двигателя	1 * 4140
Марка главного двигателя	9L 32
Количество и мощность гребных электродвигателей (кВт каждого)	-
Количество и тип движителя	1 Винт регулируемого шага
Количество лопастей	4
Количество и мощность генераторов (кВт каждого)	3 * 655 1 * 750 1 * 260
Количество главных котлов	0
Тип главных котлов:	
Давление (МПа)	0.0
Поверхность нагрева (кв.м.)	0

«NIKOLAY SHALAVIN»

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	
Название:	НИКОЛАЙ ШАЛАВИН
Транслитерация	NIKOLAY SHALAVIN
Бывшее название	NIKOLAY SHALAVIN
Год смены названия	2012
Регистровый номер	990414
ИМО №	9217321
Позывной сигнал	UBZI5
Порт приписки	Ванино
Флаг	Россия
Последнее Очередное освидетельствование	10.03.2011
Символ класса PC	KM* Ice2 AUT1 oil tanker(ESP)
ТИП СУДНА	
Основной тип	Нефтеналивное
Подтипы:	
СВЕДЕНИЯ О ПОСТРОЙКЕ	
Дата постройки	01.04.2001
Страна постройки	Турция
Строительный номер	30
РАЗМЕРЫ И СКОРОСТЬ	
Валовая вместимость	3469 МК1969
Чистая вместимость	1626 МК1969
Валовая ТМ	0
Чистая ТМ	0

Дедвейт (т)	5500
Водоизмещение (т)	7582
Длина габаритная (м)	109,10
Длина расчетная (м)	99,80
Ширина габаритная (м)	16,00
Ширина расчетная (м)	16,00
Высота борта (м)	7,25
Осадка (м)	5,75
Скорость	11,00
MACHINERY МЕХАНИЗМЫ	
Год постройки главного двигателя	1999
Страна постройки главного двигателя	Дания
Количество и мощность главного двигателя	1 * 2720
Марка главного двигателя	8L27/38
Количество и мощность гребных электродвигателей (кВт каждого)	-
Количество и тип движителя	1 Винт регулируемого шага
Количество лопастей	4
Количество и мощность генераторов (кВт каждого)	2 * 400 1 * 160
Количество главных котлов	0
Тип главных котлов:	
Давление (МПа)	0.0
Поверхность нагрева (кв.м.)	0



Все суда имеют тот или иной ледовый класс, что является насущной необходимостью для круглогодичной работы практически во всех российских портах. Суда с ледовым классом, как правило, строятся скандинавскими и германскими компаниями. Эксплуатируются в Северной Европе. В Азии суда с ледовым классом оказываются редко. Соответственно, у дальневосточных российских компаний не было выбора. Им пришлось приобретать танкеры ледового класса в Европе и перегонять их в балласте на Дальний Восток. Только одно судно («КАИТАНК») было приобретено у датской компании на стадии строительства на китайской верфи. По окончании строительства ушло во Владивосток под новым названием «ГАЗПРОМНЕФТЬ ЗЮИД ИСТ».

На Балтике бункеровочный флот российских компаний пополнился в 2012 году приобретенными также у скандинавов судами с ледовым классом:

- **«NIMBUS»** дедвейтом около 7000 тонн
- **«BRO GOTLAND»** дедвейтом около 6800 тонн
- **«BIRTHE THERESA»** дедвейтом около 3400 тонн

Активность на рынке купли-продажи была ещё большей с учётом сделок на внутреннем рынке. Размеры и стоимости судов, меняющих собственников на внутреннем рынке, гораздо скромнее. Сделки, совершаемые на внутреннем рынке, чаще удивляют почтенным возрастом продаваемых судов. Несмотря на постоянное ужесточение требований к судам, стандартам их содержания, и, как следствие, растущее давление на старые суда, они тем не менее



продолжают эксплуатироваться. Переходят из под надзора морского регистра в речной, искусственно занижают дедвейт до 600 тонн, переводятся в режим стоечных, но, в любом случае, не уходят с рынка. Продолжают менять хозяев, но никак не заканчивают свой век на судоразделке. Списаний практически не происходит.

В области строительства новых бункеровщиков засветилась только Роснефть со своим заказом на строительство 2 танкеров-бункеровщиков ледового класса дедвейтом 3100 тонн на дальневосточных заводах ОСК. Мотивы очевидно политические, а не коммерческие. Сегодня на мировом рынке маленьких танкеров наблюдается избыток тоннажа. Фрахтовые ставки низкие. Соответственно, на рынке купли-продажи поддержанных судов имеется большое количество современных танкеров, доступных для продажи. Молодое судно

можно приобрести со значительным дисконтом к цене его новостроя.

В 2013 году мы ожидаем продолжения тенденций и новых приобретений. Энтузиазм дальневосточных бункеровочных компаний по поводу роста транзитных бункеровок велик, а ВИНКи не закончили запланированные завоевания. Дальневосточные бункеровочные компании пытаются продвигать идею развития бункерного хаба в Приморском Крае путём изменения таможенных правил в отношении судового топлива. По их подсчётам, в случае отмены письма ФТС России «О таможенном декларировании припасов» рынок бункеровок Приморского края может в короткие сроки увеличиться до 12 миллионов тонн в год с нынешних 2,5 миллионов тонн. Мы всецело поддерживаем инициативы наших клиентов бункеровщиков, поскольку видим за ними пользу для страны в целом. Вместо примитивного экспорта мазута за рубеж большими танкерными партиями продажа его в виде бункерного топлива на суда даёт большой мультипликативный эффект для всей логистической цепочки от НПЗ до танкера бункеровщика и смежных отраслей. Остается надеяться, что инициатива получит поддержку властей. ●

ООО «КАЛИНКА ШИПБРОКЕРС»
Эл.почта: snr@kalinka.spb.ru
Телефон: +7 931 338 0303
Сайт: www.kalinka.spb.ru
Адрес: Невский проспект д.152, Санкт-Петербург, Россия



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



БУНКЕРОВКА: ВОПРОСЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

Юлия Ерошевская,
Заведующая адвокатской
консультацией
«Петербургский поверенный»
Санкт-Петербургской
Объединенной коллегии
адвокатов, почетный адвокат
России

В соответствии с требованиями подпункта 23 пункта 2 статьи 149 НК РФ, работы (услуги, включая услуги по ремонту) по обслуживанию морских судов, судов внутреннего плавания и судов смешанного (река - море) плавания в период стоянки в портах (все виды портовых сборов, услуги судов портового флота), по лоцманской проводке, а также услуги по классификации и освидетельствованию судов, не подлежат налогообложению налогом на добавленную стоимость.

Перечень услуг вышеуказанной нормой не установлен и соответственно является открытым. Однако согласно позиции Конституционного Суда Российской

Федерации приведенной в Определении № 498-О-О от 17 июня 2008 года, при разрешении вопроса о правомерности освобождения от обложения налогом на добавленную стоимость на основании подпункта 23 пункта 2 статьи 149 Налогового кодекса Российской Федерации для правоприменительных органов приоритетное значение имеет ряд обстоятельств. К таким обстоятельствам относятся:

- возможность квалифицировать соответствующую операцию как объект налогообложения, как он определен в статье 146 Налогового кодекса Российской Федерации,
- целевая направленность данной операции именно на обслуживание морских судов и судов внутреннего плавания
- отсутствие оснований для применения пункта 7 статьи 149 Налогового кодекса Российской Федерации, согласно которому освобождение от налогообложения не применяется при осуществлении

предпринимательской деятельности в интересах другого лица на основе договоров поручения, договоров комиссии либо агентских договоров.

Обычно Исполнитель на основании договоров возмездного оказания услуг по бункеровке судов оказывает Заказчику следующие услуги:

- прием нефтепродуктов на свои суда
- доставка нефтепродуктов на суда указанные Заказчиком
- выдача нефтепродуктов на суда указанные Заказчиком или в береговые емкости.

При этом, как правило, Заказчик является оптовым продавцом бункерного топлива, а не судовладельцем и реализует топливо третьим лицам с применением таможенных операций по перемещению припасов.

В процессе исполнения договора право собственности на судовое топливо к Исполнителю не переходит и остается за владельцем

топлива, т.е. Заказчиком. Исполнитель при этом не имеет каких-либо договорных взаимоотношений с судовладельцами, весь документооборот с судовладельцами по поставке судового топлива, т.е. топлива необходимого для обеспечения нормальной эксплуатации морского судна, ведется Заказчиком топлива.

Услуги по приему, хранению, смешиванию и погрузке на морские суда нефтепродуктов, вывозимых за пределы России, оказываются российской организацией российским организациям, являющимися собственниками нефтепродуктов

Таким образом, Исполнитель не является собственником перегружаемого им судового топлива, договорные отношения с судовладельцами у Исполнителя отсутствуют, все действия по приему и погрузке нефтепродуктов выполняются только по распоряжению Заказчика топлива.

Следовательно, услуги по приему, хранению, смешиванию и погрузке на морские суда нефтепродуктов, вывозимых за пределы территории Российской Федерации, оказываются российской организацией российским организациям, являющимися собственниками нефтепродуктов, а не судовладельцами и реализующими их, в том числе в качестве судового топлива.

Представляется, что указанные услуги, оказываемые российской организацией в морском порту, подлежат налогообложению налогом на добавленную стоимость по ставке 18 процентов.

Данная позиция нашла свое отражение в письме Минфина № 03-07-08/210 от 8 июля 2011 года и поддержана правоприменительной практикой, а именно, в Постановлении ФАС

Северо-Западного округа от 05.04.2011 года по делу № А42-1666/2009 суд указал на то, что из текста подпункта 23 пункта 2 статьи 149 НК РФ следует, что предусмотренная в вышеуказанной норме льгота (освобождение от уплаты НДС) относится только к тем операциям по обслуживанию морских судов и судов внутреннего плавания в период их стоянки в портах, из которых следует, что оказание таких услуг основано на непосредственных взаимоотношениях получателей услуг с лицом, кто их оказал и заявляет данную льготу.

В рассматриваемом случае суды, разрешая спор, исследовали и оценили на основании представленных сторонами доказательств содержание спорных правоотношений.

Так, суды детально изучили и проанализировали содержание договоров на оказание спорных услуг и обстоятельства, связанные с их фактическим осуществлением, в связи с чем пришли к выводу, что взаимоотношения по обеспечению нефтепродуктами морских судов фактически сложились непосредственно между Исполнителем и третьими лицами – владельцами топлива, а не судовладельцами судов на которые топливо доставлялось. В данном случае, как установили суды, Исполнитель осуществлял доставку и производил выдачу спорных нефтепродуктов для клиентов, которые фактически и обеспечивали морские суда этими нефтепродуктами в рамках их взаимоотношений с судовладельцами. Именно по заявкам организаций-контрагентов (то есть стороне по договору) Исполнитель осуществлял названные операции (выдача и доставка топлива) на не принадлежащие этим организациям морские суда, в силу чего суды не усмотрели связь Общества с обслуживанием находящихся на стоянке судов. В дальнейшем вышеуказанные обстоятельства явились предметом

рассмотрения ВАС РФ, который своим Определением № 7374/11 от 12.08.2011 года признал вывод приведенный в Постановлении ФАС Северо-Западного округа от 05.04.2011 года по делу № А42-1666/2009 правомерным.

Таким образом, возвращаясь к позиции, приведенной в Определении КС РФ № 498-О-О от 17 июня 2008 года, при рассмотрении вопроса о налогообложении операций по доставке топлива обстоятельством, определяющим порядок налогообложения налогом на добавленную стоимость услуг по доставке топлива, будет являться целевая направленность данной операции именно на обслуживание морских судов и судов внутреннего плавания, т.е. наличие взаимоотношений лица оказывающего услугу непосредственно с судовладельцем - потребителем услуги.

Исходя из вышеизложенного, очевидно что, если Исполнитель имеет договорные отношения только непосредственно с оптовыми продавцами бункерного топлива, то по смыслу договорных отношений он осуществляет доставку топлива по указанию Заказчика, причем как до борта указанных судов, так и в береговые емкости или суда- накопители, что свидетельствует о том, что целевой направленностью данных операций является не снабжение морских судов, а только лишь исполнение указаний Заказчика- собственника топлива.

Следовательно, операции по оказанию вышеуказанных услуг, подлежат налогообложению налогом на добавленную стоимость в общеустановленном порядке на основании пункта 3 статьи 164 Налогового кодекса Российской Федерации по ставке в размере 18 процентов.

Однако, для снижения налоговых рисков, с учетом противоречивой правоприменительной практики, участникам правоотношений по бункеровке судов при необходимости имеет смысл, с учетом вышеизложенного, пересмотреть формулировки договора возмездного оказания услуг по бункеровке судов, заключаемого с контрагентами, не меняя при этом его правовой природы. ●

ОТВЕТ НА ВЫЗОВ ВРЕМЕНИ

О формировании системы государственных требований, определяющих научно-технический уровень морской техники для российской Арктики



Андрей Дутов,
генеральный директор
ФГУП «Крыловский
государственный
научный центр»

Особенности морской деятельности в Арктике (сложные природно-климатические условия и уязвимость экосистемы в сочетании с неразвитостью инфраструктуры) и особенности современного этапа создания морской техники для российской Арктики (недостаточная изученность внешних условий и

Возможный транзитный грузопоток по до 2020–2025 г. – 50 млн. т/год (до 20% от объемов перевозок через Суэцкий канал)

недостаточность отечественного опыта разработки при отсутствии зарубежных аналогов) определяют необходимость формирования опережающего научно-технического задела, обеспечивающего скоординированное создание морской техники и развитие системы мер государственного регулирования морской деятельности в Арктике.

Задача интенсификации развития Севморпути (а уже в ближайшей перспективе, кроме решения внутренних задач – вывоз углеводородов с морских и береговых месторождений

Сегодня наиболее актуальными задачами морской деятельности России в Арктике является обеспечение эффективной эксплуатации Севморпути – превращение его в международную транспортную магистраль, а также эффективное и экологически безопасное освоение морских месторождений углеводородов в Арктике. Что может способствовать решению этих задач, и каким для этого должен быть научно-технический уровень морской арктической техники?

и обеспечение «северного завоза», представляется реальным «оттянуть» до 20% объема транзитных перевозок «Европа–Азия», осуществляемых через Суэцкий канал) требует не только создания крупнотоннажных транспортных судов высоких ледовых категорий и соответствующего количества линейных ледоколов, но и разработки регламентов осуществления ледокольной поддержки транспортных судов на трассах Севморпути в зависимости от времени года, размерений и ледовых качеств судов. Необходимо обеспечить продленную (в перспективе – круглогодичную) навигацию, а также – среднюю скорость движения за ледоколом ок. 9 уз.

При этом с целью повышения эффективности, надежности и безопасности ледовых проводок крупнотоннажных (ширококорпусных) судов разрабатываются и новые

Протяженность Севморпути – 7200 миль

технологии их осуществления: например, Крыловским центром предложен инновационный проект многокорпусного ледокола, обоснованный результатами модельных испытаний. Задача развития нефтегазодобычи

на Арктическом шельфе – особенно с переходом из Баренцева и Печорского морей в тяжелые ледовые условия Карского моря и дальше на восток – связана с разработкой новых технологий (включая подводно-подледные) и регламентов, обеспечивающих минимизацию любых рисков. Ведь даже в традиционных районах морской нефтегазодобычи, характеризующихся относительно простыми условиями и развитой инфраструктурой, последствия аварий – катастрофичны! Пример (и далеко не единственный) – Мексиканский залив. Наш пример – катастрофа буровой платформы «Кольская» при буксировке в Охотском море. Поэтому в качестве основных целей создания научно-технического задела, обеспечивающего развитие морской деятельности в Арктике, приняты: безопасность морской деятельности (новые подходы к обеспечению безопасности судов и морских сооружений, в том числе в сложных природных условиях Арктики, – основа расширения объемов морской деятельности), экологическая безопасность (новые экологические стандарты, в том числе применительно к условиям уникальной экосистемы

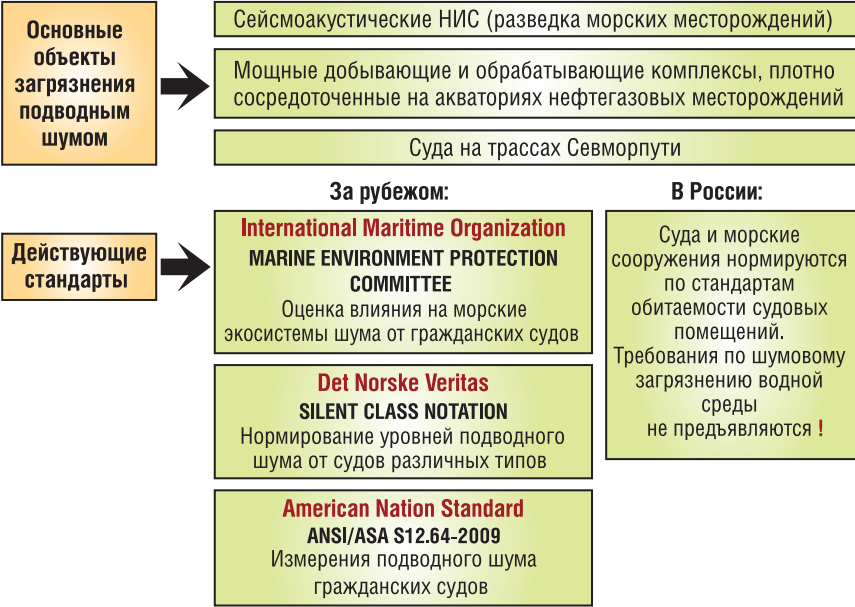
Арктики, – залог благополучия будущих поколений) и минимизация стоимости жизненного цикла объектов арктической морской техники, являющаяся интегрирующей и по отношению к двум выше названным целям.

Достижение каждой из обозначенных целей требует решения ряда научно-технических задач, группируемых по отдельным «техническим» направлениям.

В качестве примера может быть рассмотрена задача снижения шумового загрязнения арктических акваторий. В практической плоскости – задача для России относительно новая, но значение ее решения возрастает с ростом интенсивности морской деятельности в Арктике. Поэтому уже сейчас нами разворачиваются соответствующие НИОКР, основой которых являются, с одной стороны, опыт решения задач в области снижения подводного шума объектов военно-морской техники, с другой, ориентация на действующие зарубежные и международные регламенты в области шумового загрязнения от гражданских судов (начато сотрудничество с Норвежским Веритасом – классификационным обществом, наиболее «продвинутом» сегодня в данных вопросах).

С целью обеспечения непрерывности работ по созданию НТЗ по тем или иным технологическим направлениям развития морской техники разработан соответствующий индикатив и устанавливаются значения основных индикаторов на конкретные временные периоды. Здесь в качестве примера приведен индикатив по цели «Экология», включающий и направление снижения шумового загрязнения.

Задача снижения шумового загрязнения морской экосистемы российского арктического шельфа



При этом, если, учитывая имеющее сегодня место наше отставание от мирового уровня по отдельным показателям, значения индикаторов на краткосрочную перспективу определяются с учетом действующих международных требований, то на средне- и долгосрочную перспективу – с ориентацией на превышение этих показателей, исходя из особенностей экосистемы российской Арктики.

Создание НТЗ по основным технологическим направлениям, обеспечивающим достижение поставленных целей, обеспечит

возможность формирования системы мер государственного регулирования морской деятельности в российской Арктике (нормы и требования, стандарты, регламенты и пр.), ограничивающих присутствие зарубежных компаний, не обладающих соответствующими технологиями.

Такой алгоритм соответствует распространенной практике регулирования национальных рынков стран-членов ВТО и призван обеспечить защиту национальных интересов России, развивающей морскую деятельность в Арктике. ●

Пример формирования индикативной системы создания НТЗ, обеспечивающего развитие морской деятельности в Арктике, по цели «экология»

Индикатор	Базовый уровень	Перспектива		
		краткосрочная (5-7 лет)	среднесрочная (10-15 лет)	долгосрочная (более 15 лет)
Снижение выбросов NO _x в атмосферу	1	1,25	5	7
Снижение выбросов SO _x в атмосферу	1	1,18	10	12
Снижение выбросов CO ₂ в атмосферу	1	1,25	10	14
Предотвращение сброса нефтесодержащих и сточных вод	1	2,3	3,3	5
Предотвращение сброса неочищенных балластных вод	-	1	2,0	2,5
Снижение виброшумового воздействия на окружающую среду	1	1,2	1,5	2
Снижение электромагнитного воздействия на окружающую среду	1	1,1	1,5	2
Интегральный уровень экологичности судна (морского сооружения)	1	1,15	1,3	1,5

обеспечение соответствия действующим международным регламентам

достижение показателей, превышающих уровень действующих международных регламентов, для арктической техники

НОВИНКИ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ ДЛЯ НЕФТЯНКИ

В четверг, 13 декабря в Москве при поддержке Минпромторга РФ прошел семинар «Проектные разработки и научные исследования в обеспечении создания перспективной морской техники для обустройства углеводородных месторождений на российском арктическом шельфе». Инициатором и главным организатором проведения семинара выступил «Крыловский государственный научный центр»

Александр Власов

В рамках семинара потенциальным заказчикам Крыловского ГНЦ были представлены проекты судов технологического флота: Буровое судно и Трубоукладочное судно.

С докладом на тему выступил начальник отдела концептуального проектирования технических средств освоения ресурсов морей и океанов Владимир Таровик.

Суда технологического флота нефтегазовых месторождений

Разработка и эксплуатация морского нефтегазового месторождения связана с активным использованием судов технологического флота, к которым относятся буровые и трубоукладочные суда. Особые условия арктических морей с тяжелой гидрометеорологией, волновыми и ледовыми нагрузками требуют специальных технических

решений при создании таких судов. Особое внимание уделяется вопросам экстренного аварийного спасения из-за наличия на борту буровых и трубоукладочных судов технологических комплексов с опасным производством.

К специальному классу относятся буровые суда для поисково-разведочных работ на арктическом шельфе. В связи с удаленностью акваторий перспективных морских буровых работ, к ним предъявляются повышенные требования по автономности, энергетике, мореходности, ледовому классу, безопасности, обитаемости и др.

С учетом этих базовых требований на перспективном буровом судне применены специальные технические решения.

Использована турельная компоновка статической якорной системы удержания. Судно имеет мощную энергетику и ледовый

корпус, которые позволяют обеспечить хорошие мореходные качества.

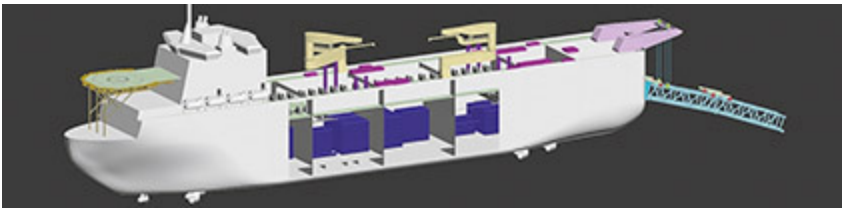
Система динамического позиционирования позволяет удерживать судно на переходных режимах снятия и постановки судна на статическую якорную систему удержания, а также, при необходимости, подрабатывать судно по курсовому углу.

Буровая вышка располагается над турельным устройством, а буровая колонна проходит сквозь турель. Технологическое оборудование бурового комплекса полностью винтеризовано.

Необходимость строительства морских трубопроводных систем для транспортировки углеводородов оффшорных арктических месторождений требует разработки адаптированных к тяжелым гидрометеорологическим условиям трубоукладочных судов.

Параметры таких судов должны соответствовать требованиям по оптимальности всего трубоукладочного комплекса, включающего в себя, собственно, как трубоукладочное судно, так и суда снабжения, завозчики якорей, ледокольное обслуживание, технические средства обеспечения безопасности, элементы береговой инфраструктуры и др. Особые условия арктического шельфа требуют использования специальных технических решений при создании трубоукладочного судна. При этом, обязательными являются вопросы ледовой прочности корпуса и судовой энергетики, расположение технологического комплекса, выводу и одерживанию стингера, грузовым операциям по перегрузке труб и технологических материалов, автономности по хранению труб максимального

ТРУБОУКЛАДОЧНОЕ СУДНО.
Основные
характеристики



Водоизмещение, т	80138,4
Дедвейт, т	44618,0
Длина, м	245,0
Ширина, м	34,0
Высота, м	26,3
Осадка, м	12,0
Скорость хода, узл.	10–12
ГЭУ 4 х ГДГ по 16,8 МВт, 1 АДГ – 1,0 мВт	68,2 мВт
Автономность, сут.	30
Экипаж + персонал, чел.	250

Длина стингера, м	95,0
Якорное позиционирование, 10 х МК6	10 х 15 т
Динамическое позиционирование, 5+1 (рез) ВРК	30,0 мВт
Скорость укладки трубопроводов, км/сут.	1–3
Технологический запас труб (D = 1,2 м)	445
Технологический комплекс (постов)	12
Краны-манипуляторы, грузоподъемность, т	2 х 32,5
Лебедка стингера, тяга, т	450
Кран стрингера, грузоподъемность, т	1 х 1000
Натяжители, тяга, т	3 х 450

диаметра, винтеризации корпуса. Судно выполнено однокорпусным, имеет комбинированную систему удержания, оснащенную оборудованием для динамического позиционирования при работах на чистой воде и систему якорного удержания – для прокладки трубопровода в битом льду.

Конструкция стингера принята секционная, с возможностью формирования кривой схода трубных секций прокладываемого трубопровода в пределах корпуса

судна для защиты от дрейфующего льда и винтеризации процесса укладки.

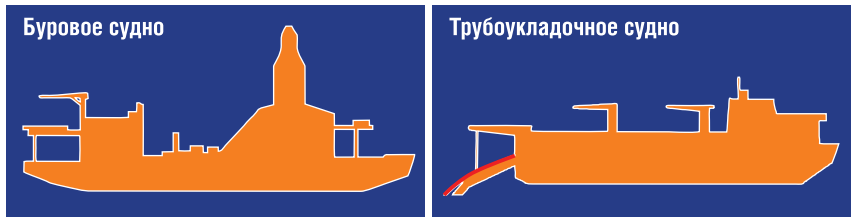
Концептуальные проекты бурового и трубоукладочного судна могут рассматриваться как основа для дальнейших стадий проектирования и последующего строительства на российских верфях.

Сегодня создание перспективных судов арктического технологического флота требует углубленной научно-технической поддержки и инновационных

проектно-конструкторских решений. Разработанные концептуальные проекты судов арктического технологического флота Буровое судно/Трубоукладочное судно будут полностью удовлетворять требованиям эксплуатации в Баренцевом, Печорском и Карском морях.

Концептуальные проекты судов могут быть приняты в качестве базиса для разработки их технических проектов в Крыловский научный центр.

Технические требования к судам технологического флота



ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ	БУРОВОЕ СУДНО	ТРУБОУКЛАДОЧНОЕ СУДНО
Температура воздуха, °С	+35 ... -40	+35 ... -40
Толщина дрейфующего льда, м	1,0	0,5
Категория ледовых усилений	Arc5	Arc4
Скорость ветра, м/с	до 15	до 15
Высота волнения в рабочем режиме, м	до 6	до 2
Глубина акватории проведения работ, м	30–400	30–500
Глубина бурения, м	до 7000	–
Скорость хода на чистой воде, уз.	~ 10–12	~ 10–12

Основные характеристики бурового судна



Водоизмещение, т	75318,0
Дедвейт, т	35749,0
Длина, м	255,0
Ширина, м	38,0
Высота, м	18,3
Осадка, м	10,5
Двигатели ВРК (ВФШ)	6 х 6,0 МВт
Энергетическая установка, 6 х ГДГ, 1 х АДГ	49,36 МВт
Скорость хода, узл	10–12



Автономность по топливу судовая, сут	94
Автономность по трубам и материалам, сут	120
Расчетное время бурения скважины, сут	60
Автономность по продовольствию, сут	45
Технологические запасы, т	3734,0
Вес бурового комплекса, т	2422,0
Турельная якорная система, якоря МК6, т	8 х 15,0
Якорно-швартовые линии, шт.	8
Длина цепи (калибр 84 мм, разрыв 516 т), м	2 200
Экипаж + персонал, чел.	150

Начальник Центра исследований и проектных разработок средств освоения ресурсов морей и океанов Олег Тимофеев в своем выступлении рассказал о проектах судов для транспортировки углеводородов в условиях Арктики.

Суда для транспортировки углеводородов в условиях Арктики

Нефтегазовые ресурсы континентального шельфа – один из основных источников увеличения добычи углеводородов во всем мире. Сегодня четверть нефти и газа добывается на шельфе. Россия обладает самым большим в мире континентальным шельфом, сосредотачивающим почти треть запасов мирового шельфа. Более 85 % общих ресурсов нефти и газа российского шельфа сосредоточено в арктических

морях, поэтому разработки научно-технической мысли в этой области крайне важны для развития нефтедобычи. Какие новые технологии для транспортировки углеводородов в арктических условиях предлагают отечественные разработчики?

Освоение и разработка морских арктических шельфовых месторождений стимулируют развитие соответствующей морской техники и технологий. Наиболее масштабные проекты по добыче природного газа на российском шельфе и по его морской транспортировке ориентированы в основном на экспортные поставки.

В обеспечении этих проектов ФГУП «Крыловский государственный научный центр» проведен широкий спектр исследовательских и проектных работ по созданию научно-исследовательских и научно-экспедиционных судов.

Так, совместно с ФГУП «ВНИИОкеанология им. И.С.

Грамберга» выполнены проработки судов, предназначенных для выполнения геофизических исследований, в первую очередь, сейсморазведки по технологии 3D сейсмических исследований на мелководье с использованием донных сейсмокос и автономных сейсмостанций. Проработаны унифицированная мобильная площадка для размещения контейнеризованных лабораторий и оборудования для выполнения исследований и малые унифицированные научно-исследовательский суда для различных природно-климатических и навигационных условий внутренних бассейнов России.

Выполнены проработки части создания арктических танкеров и компримированного (КПГ) природного газ, имеющих грузовместимость от 70000 до 210000–230000 куб. м.

В то же время очевидна государственная потребность в

Научно-исследовательские и научно-экспедиционные суда. Совместно с ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга»



Сейсмическое НИС-катамаран

Предназначено для выполнения геофизических исследований и в первую очередь сейсморазведки по технологии 3D

Полное водоизмещение, т	2690
Главные размерения, м	63,6 x 24,0 x 4,6
Особенности формы корпуса	двухкорпусное с бульбовыми носовыми обводами корпусов
Тип и состав энергетической установки	ДЭ 4 x 1140 кВт
Двигательно-рулевой комплекс	2 ВФШ в насадках и 2 руля с закрылками
Скорость, узл.	14
Дальность плавания, миль	5500
Количество мест для экипажа и экспедиции	32 + 4 запасных
Количество / площадь лабораторий	ед / м² 5 / 270



Малое сейсмическое НИС-катамаран

Предназначено для выполнения сейсмических исследований на мелководье с использованием донных сесмокос и автономных сейсмостанций

Полное водоизмещение, т	408
Главные размерения, м	40,0 x 16 x 1,19
Особенности формы корпуса	двухкорпусное с туннельными кормовыми обводами корпусов
Тип и состав энергетической установки	ДЭ 2 x 400 кВт и 2 x 50 кВт
Двигательно-рулевой комплекс	2 ВФШ в насадках и 2 руля с закрылками
Скорость, узл.	9,5
Дальность плавания, миль	1000
Количество мест для экипажа и экспедиции	19 + 1 запасное
Количество / площадь лабораторий	ед / м² 3 / 45

Научно-исследовательские и научно-экспедиционные суда. Совместно с ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга»



Мрское НИС на воздушной подушке

Унифицированная мобильная площадка для размещения контейнеризованных лабораторий и оборудования для выполнения исследований сейсморазведки, геолого-геофизических, инженерно-геологических изысканий, биологических исследований и экологического мониторинга

Полное водоизмещение, т	240
Главные размерения, м	30 x 8 по понтону
Особенности формы корпуса	с гибким ограждением
Тип и состав энергетической установки	дизельная 4 x 1850 кВт
Двигительно-рулевой комплекс	4 воздушных винта на поворотных пилонах
Скорость, узл.	16
Дальность плавания, миль	250
Количество мест для экипажа и экспедиции	17
Количество / площадь лабораторий	ед / м² 1 / 20 + 2 - 3 контейнерные



Малые морские унифицированные НИС

НИС различного назначения спроектированы на базе одного корпуса с энергоустановкой, общесудовыми устройствами, оборудованием и системами, отличающимися составом лабораторий, научно-исследовательского оборудования и специальных устройств и систем

Полное водоизмещение, т	1244
Главные размерения, м	53,0 x 12,6 x 3,6
Особенности формы корпуса	однокорпусное с бульбовым носом
Тип и состав энергетической установки	ДЭ 2 x 1125 кВт
Двигительно-рулевой комплекс	2 ВРК с ВФШ в насадках
Скорость, узл.	13,5
Дальность плавания, миль	6500
Количество мест для экипажа и экспедиции	26 + 2 запасных
Количество / площадь лабораторий	ед / м² 5 / 74 контейнерные

Малые унифицированные научно-исследовательские суда (МУНИС) двух классов различного назначения для внутренних водных бассейной

Предназначены для различных природно-климатических и навигационных условий внутренних бассейнов России

Предназначены для решения разнообразных задач для внутренних бассейнов

Учены требования к минимизации главных размерений судов, прежде всего – осадки, в целях расширения районов

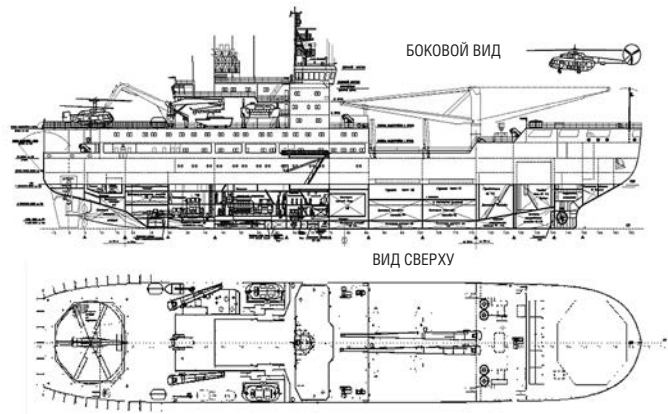
их возможного использования и необходимости обеспечить высокие ходовые, маневренные и мореходные качества, возможность работы в ледовых условиях

При выборе проектных решений учтены повышенные требования по надежности с учетом удаленности районов эксплуатации от судоремонтных баз

Приспособленность к холодному зимнему отстою, в районах Крайнего Севера и Сибири в экстремально жестких климатических условиях

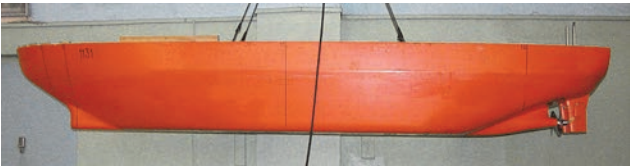
Проектные решения	МУНИС для ВБ «О» (для рек и малых озер)	МУНИС для ВБ «М-ПР» (для больших озер и прибрежных морских районов)
Класс	О 2.0 (лед 20) А	М-Пр.2.5 (лед 30) А
Полное водоизмещение, т	200	300
Главные размерения, м	29,0 x 7,0 x 1,7	39,0 x 7,5 x 1,8
Особенности формы корпуса	однокорпусное	однокорпусное
Тип и состав энергетической установки	дизель-редукторная 2 x 200 кВт	дизель-редукторная 2 x 300 кВт
Двигительно-рулевой комплекс	2 ВФШ и 2 руля	2 ВФШ и 2 руля
Скорость хода, км/час	22	22
Количество / площадь лабораторий, ед./м²	3 / 20	4 / 41
Количество мест для экипажа и экспедиции	14	20
Дальность плавания, миль	2500	3 / 20
Автономность, сут.	10	10
Варианты по назначению (оснащению исследовательским оборудованием)	для экологических и метеорологических исследований, для биологических исследований	для экологических и метеорологических исследований, для геолого-геофизических исследований

Научно-экспедиционное судно для Арктики и Антарктики «Академик Тreshnikov» (проект 22280)



Аванпроект и технический проект

ГЛАВНЫЕ РАЗМЕРЕНИЯ:	
Длина наибольшая, м	113,6
Ширина наибольшая, м	23,0
Осадка по грузовой марку, м	8,47
Высота борта до ВП, м	13,5
Водоизмещение по грузовой марку, тыс.т	16
Двухвальная дизель-электрическая ЭУ в составе	
– главные дизель-генераторы	2 х 6,3 МВт и 1 х 4,2
– стояночные дизель-генераторы	2 х 0,76 МВт
– аварийный дизель-генератор	200 кВт, МВт
– гребные электродвигатели	2 х 7 МВт
– синхронные, трехфазные	



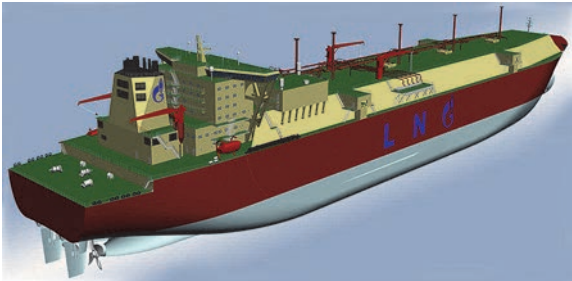
Модель НЗСа для экспериментальных исследований

обеспечении газом внутреннего рынка, в особенности отдаленных регионов Северного завоза. Также требует своего энергетического развития инфраструктура Северного морского пути. Необходимость надежных поставок газа связана не только с расширением сети трубопроводного

транспорта, но и с развитием специализированных транспортных систем с использованием судов типа река-море, адаптированных к регионам эксплуатации. Очевидной целью такого развития является постепенное замещение традиционных для отдаленных районов энергоносителей

(нефтепродукты, уголь и дрова) на эффективное и экологически чистое газовое топливо. В настоящее время имеется ряд технологий перевозки газов, позволяющих обеспечить рентабельность перевозок газа при относительно небольших объемах и расстояниях перевозок: перевозка

Разработка концептуальных проектов судов для перевозки СПГ для Штокмановского проекта по заказу ООО «ГАЗФЛОТ»

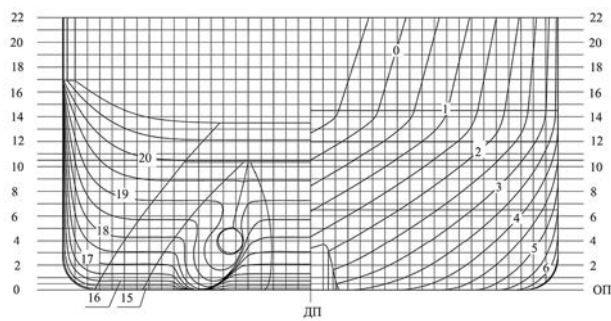


Разработаны альтернативные варианты танкеров для перевозки СПГ, отличающиеся типом энергетической установки (ЭУ) и типами грузовых емкостей

В результате показано:

- наиболее экономичной является **ЭУ с двухтопливными малооборотными дизелями**
- затраты на строительство судов с грузовыми системами **типов MOSS и SPB практически одинаковы**

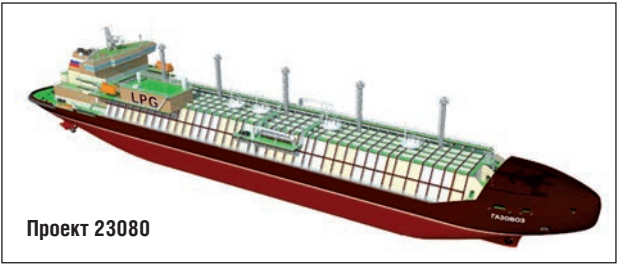
Разработка технического предложения судна для перевозки СПГ с полуострова Ямал по заказу ДОО «ЦКБН»



В качестве основного варианта перспективного арктического газовоза был выбран **газовоз с мембранным типом грузовых емкостей вместимостью около 90 тыс.м³**

	No96 - 135	SPB 135	Moss 135	No96 - 90	SPB 90	Moss 90	No96 - 50	SPB 50	Moss 50
Длина максимальная, м	293	293	288	253.4	253.4	253.4	223.4	223.4	223.4
Ширина на миделе, м	45	45	48.5	40	40	42.3	32	32	34.5
Высота борта на миделе, м	24.5	25.5	25	22	23	23	20	21.8	22
Осадка по летнюю ВЛ, м	11.5	11.7	11.4	10.6	10.7	10.5	9.3	9.4	9
Длина по летней ВЛ, м	277	277	273.5	233.7	234.5	233.0	203	204	201.5
Водоизмещение по летнюю ВЛ, т	110 880	114 165	114 533	76 500	78 760	78 840	46 540	48 260	48 555
Мощность энерг. установки, кВт	57 000	57 000	57 000	40 000	40 000	40 000	30 000	30 000	30 000

Разработка концептуальных проектов газовозов LPG

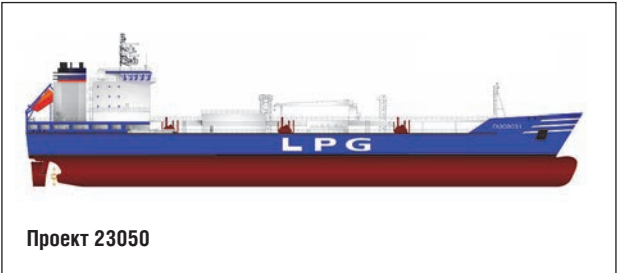


Проект 23080

Рефрижераторный газовоз LPG ледового плавания вместимостью ок. 40 000 м³ (пр.23080)

Класс Российского Морского Регистра Судоходства: KM Arc7 [2]
AUT1 Gas carrier type 2G (минус 50°C, 0,28 бар)

Длина наибольшая, м	200,8
Ширина наибольшая, м	30,0
Высота борта на миделе, м	14,0
Осадка по КВЛ, м	10,0

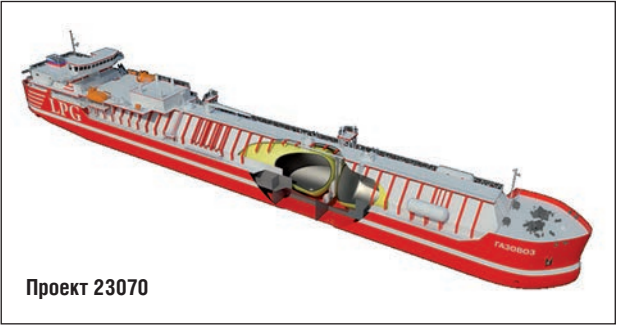


Проект 23050

Полурефрижераторный газовоз LPG вместимостью ок. 12 000 м³ (пр.23080)

Класс Российского Морского Регистра Судоходства: KM Ice3 [1]
AUT1-ICS OMBO REF LG ANTI-ICE LI IGS-MG CCO ECO-S BWM
Gas carrier type 2G (минус 48°C, 5,1 бар)

Длина наибольшая, м	141.33
Ширина наибольшая, м	21,0
Высота борта на миделе, м	14,0
Осадка по КВЛ, м	8,0



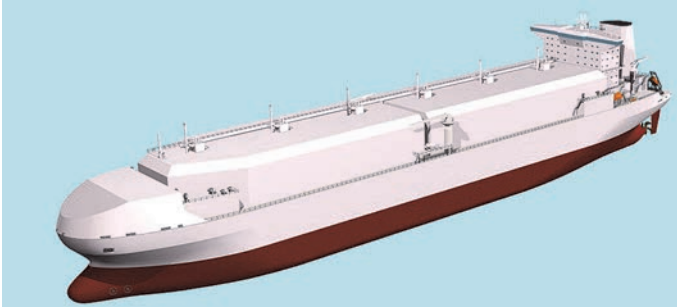
Проект 23070

Полурефрижераторный газовоз LPG смешанного (река-море) плавания вместимостью ок. 7 000 м³ (пр. 23070)

Класс Российского Морского Регистра Судоходства: KM Ice2 [1]
R1 AUT1 Gas carrier type 2G (минус 50°C, 6 бар)

Длина наибольшая, м	140,2
Ширина наибольшая, м	16,6
Высота борта на миделе, м	6,7
Осадка в море, м	4,7
Осадка в реке, м	3,6
Высота от ОП до верх. кромки несъем. частей, м	16,6

Морская транспортировка сжатого природного газа судами-газовозами CNG



Главные размерения	
Длина наибольшая, м	308,5
Длина между ПП, м	295,0
Ширина наибольшая, м	50,0
Высота борта на миделе, м	27,0
Осадка по КВЛ, м	12,7
Грузоподъемность, т	19945

Назначение – круглогодичная перевозка сжатого газа при избыточном давлении 25 МПа в емкостях высокого давления

Район плавания судна – неограниченный

Вместимость – ок. 90 тыс.м³

Климатические условия района эксплуатации – температура наружного воздуха от -30°С до +35°С, температура забортной воды от -2°С до +32°С

Класс судна: KM Arc4 [2] AUT1 OMBO REF LG ANTI-ICE LI IGS-NG CCO ECO-S BWM Gas Carrier Type 2G (CNG)

Оптимальные партии и дистанции доставки – высокая эффективность транспортировки газа в сжатом состоянии при дистанциях до 2500 миль и годовом объеме транспортировки менее 5 млрд. м³ газа при атмосферном давлении

Морская транспортировка сжатого природного газа судами-газовозами CNG



Буксировочные испытания модели в условиях мелководья (9,4 м)



Буксировочные испытания модели в условиях глубокой воды и регулярного волнения



Буксировка МЛСП «Приразломная» до бетонирования (малая осадка)



Буксировка МЛСП «Приразломная» после бетонирования (большая осадка) на месторождение



Платформа на месторождении (дата установки - 29 августа 2011 г.)

«Тренажер-взаимодействие», «тренажер-универсал». Методология разработки математических моделей тренажеров

Моделируемые характеристики природной среды:

- Трехмерная поверхность моря с учетом волнения
- Возмущения водной поверхности: зыбь, волнение, кильватерная струя, трехмерные носовые буруны, барашки, пена и брызги)
- Прозрачность воды и преломление света
- Туман и туманные банки
- Трехмерные облака
- Изменение освещенности неба в соответствии с временем суток
- Осадки (дождь, снег, пурга)
- **ЛЕДОВЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ** – сплошной лед, торосы, канал



При разработке моделей судов используются:

- Методы математического моделирования
- Экспериментальные модельные результаты
- Результаты натурных испытаний
- Вклад экспертов

Моделируемые характеристики движения судна:

- Влияние параметричности качки на остойчивость судна
- Влияние мелководья и узкости фарватера на гидродинамические характеристики корпуса, на ходкость и управляемость судна
- Проседание судна на мелководье и в узком канале
- Силы и моменты от механического контакта при взаимодействии с другими судами и причальными стенками
- Посадка на мель
- Маневренные и тормозные характеристики судна
- **ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ЛЕДОВЫМИ ОБРАЗОВАНИЯМИ**



СПГ под избыточным давлением, в танк-контейнерах международного стандарта, перевозка природного газа в сжатом (технология CNG) либо химически связанном виде (метаногидраты), ряд других.

Немаловажными являются вопросы обеспечения осваиваемых и разрабатываемых арктических и шельфовых месторождений. Предприятием накоплен значительный опыт по научному обеспечению выполнения проектов морских операций. Среди наиболее значимых следует отметить морские операции с ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние», МЛСП «Приразломная», ПБУ «Исполин», платформой «Лунская», ПоПБУ «Обская» и др.

В настоящее время Крыловский научный центр, в рамках федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники» 2009–2016 гг. создан уникальных научно-исследовательский тренажерный комплекс, который позволяет проводить подготовку судоводителей для плавания в различных условиях, в том числе

ледовых. Он включает в себя два комплексных тренажера – тренажер «Универсал» и тренажер «Взаимодействие». Первый предназначен для обучения персонала судов при проведении морских операций буксировки платформ и других оффшорных сооружений, постановки платформ в море, монтажу элементов верхних строений.

Тренажер «Взаимодействие» предназначен для обучения персонала танкеров и платформ (или отгрузочных терминалов) операция отгрузки нефти в условиях замерзающих морей арктического шельфа России. Особое внимание при его создании уделено поведению танкеров в различных ледовых условиях, их взаимному влиянию на платформу и другие суда-участники операции, а также действиям обслуживающих ледокольных судов. Математические модели объектов, моделируемых в тренажерах, созданы на базе результатов комплекса обширных экспериментальных исследований и натуральных испытаний судов. Тренажерный комплекс в

сочетании с экспериментальной базой Крыловского научного центра способен обеспечить решение сложных задач, возникающих при освоении Арктического шельфа России.

Коммерческая эффективность добычи и продажи углеводородов зависит от многих факторов. Для российской Арктики она во многом определяется наличием соответствующих судов, предназначенных для освоения месторождений и транспортировки углеводородов, как в морских условиях, так и по внутренним водным путям. Кроме того, одним из определяющих факторов является квалификация судоводителей, а также опыт персонала, выполняющего морские операции.

За последние годы Крыловский научный центр накопил колоссальный опыт выполнения проектов различной степени проработки для судов и морских объектов и морских операций с ними. Этот опыт может и должен быть использован при разработке и реализации новых перспективных проектов.



Опытное норвежское судно Viking Lady с вспомогательной ЭУ с ТЭ мощностью установки 320 кВт



Судно Plannet с ЭУ с ТЭ мощностью 160 кВт фирмы HDW-Fuel Cell Systems GmbH

В заключение семинара была обсуждена тема создания энергоустановок на топливных элементах для объектов судостроения и энергообеспечения инфраструктуры добычи углеводородного сырья на арктическом шельфе. Более подробно об этом в своем выступлении рассказал заместитель главного конструктора направления водородной энергетики Филиал «ЦНИИ СЭТ» ФГУП «Крыловский государственный научный центр» Игорь Ландграф.

Энергия для Арктики

По мере истощения запасов топлива и ухудшения экологической ситуации человечество все большее внимание уделяет экологическому и экономическому аспектам производства электрической энергии. В этом смысле энергетические установки на топливных элементах (ЭУ с ТЭ) вне конкуренции. Их коэффициент полезного действия по электричеству может достигать

70%, а количество вредных выбросов – на порядки ниже, чем у энергетических установок машинного действия. Именно это является причиной и движущей силой интенсивного развития в последние годы водородной энергетики во всем мире. Сейчас уже нет сомнения будет ли востребована и реализована

В США при поддержке государства только одной компанией UTC Power установлено 278 стационарных электростанций на расплавкарбонатных ТЭ PureCell (TM_ 200). Суммарно они наработали более 1 млрд кВт ч

водородная энергетика. Вопрос стоит по-другому: успеет ли та или иная страна войти в число разработчиков и поставщиков новой высокотехнологичной продукции или будет довольствоваться ролью ее покупателя при инновационном развитии отечественной энергетики. Именно этим определяется государственная важность ОКР

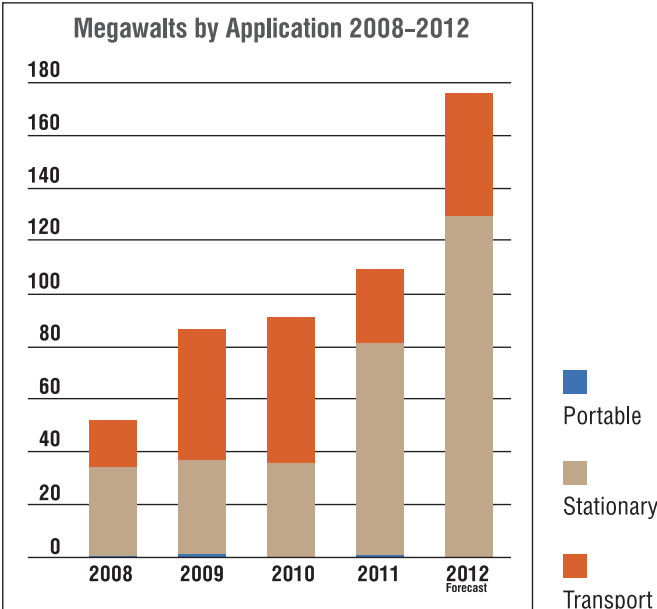
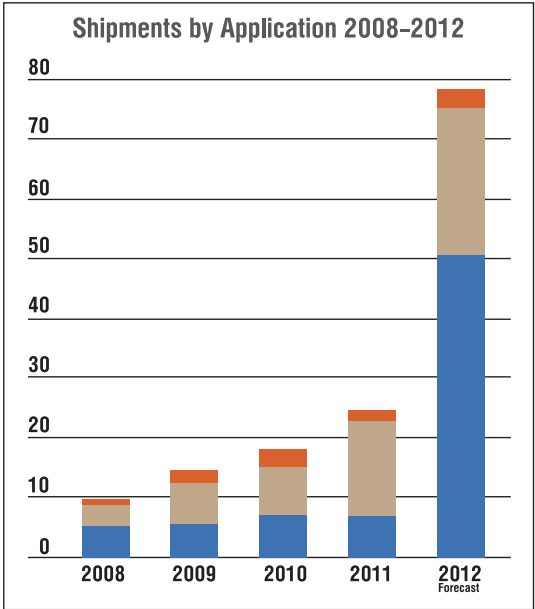
«ВЭУ-Перспектива» и ОКР «ГЭУ-шельф», выполняемых в филиале «ЦНИИ СЭТ» ФГУП «Крыловский государственный научный центр», по государственным контрактам с Минпромторгом РФ в рамках ФЦП «РГМТ» на 2009 – 2016 гг. Конечной целью разработчика является создание коммерчески привлекательных, отличающихся

высокой экономичностью и экологической чистотой при комфортном уровне шума ЭУ с ТЭ киловаттного и мегаваттного класса на основе батарей топливных элементов с протонообменной мембраной (БТЭ с ПОМ), работающих на конвертированном природном газе и воздухе, и, в последствии, удовлетворение

Преимущества ЭУ с ТЭ по сравнению с ЭУ машинного типа

Сравнительные характеристики	Достигнутый КПД по электроэнергии	Уровень звукового воздействия ЭУ, дБ	ПДК вредных веществ в отработавших газах, г/кВт•ч
ЭУ машинного типа (дизельные, турбинные)	< 35%	80 (Требования ВРД 39-1.13-008-2000 для ЛСП)	По NOx - 11- 29 По CO - 10 (Требования ВРД 39-1.13-008-2000 для ЛСП)
ЭУ с ТПТЭ	- до 45% ЭУ с ТПТЭ - до 70% ЭУ с ТОТЭ	60 – 70	По NOx - < 0,01 По CO - < 0,01

Динамика разработок ЭУ с ТЭ по назначению с 2008 по 2012 гг.



потребностей складывающегося рынка ЭУ на основе БТЭ с ПОМ. Со стороны Газпрома и его дочерних структур есть официальное подтверждение в потребности в установках электрической мощностью 10-20 кВт и 500-1000 кВт. При этом только ЭУ мощностью 10 кВт требуется не менее 50 единиц в год.

Выделенные в настоящее время и привлеченные исполнителем внебюджетные финансовые средства достаточны для разработки и реализации в полной мере только технологий топливных элементов и батарей с ПОМ на их основе, поэтому работы в рамках упомянутых ОКР будут завершены в 2014 г созданием опытных образцов БТЭ с ПОМ номинальной мощностью 5 кВт для энергоустановок киловаттного класса (ОКР «ВЭУ-Перспектива») и БТЭ с ПОМ номинальной мощностью до 50 кВт для энергоустановок мегаваттного класса («ОКР «ГЭУ-Шельф»), а также демонстрационных образцов энергоустановок указанного типа. ЭУ киловаттного класса предназначены, прежде всего, для автономного энергосбережения судовых потребителей и береговых участков газопроводов морских газодобывающих сооружений. Их предполагается использовать как в составе блочно-комплектных устройств электроснабжения (БКЭС) газодобывающих

сооружений, так и автономно для энергоснабжения потребителей на отдельных объектах морской техники, предназначенной для освоения шельфа. ЭУ мегаваттного класса предназначены для энергообеспечения судов различного назначения и морских газодобывающих сооружений.

В Японии по национальной программе NEDO с 2005 года установлено более 2000 ЭУ с ТЭ для домашнего использования, суммарная наработка которых составила 4,87 кВт ч

В настоящее время разработчиком предпринимаются усилия по привлечению дополнительного бюджетного и внебюджетного финансирования для продолжения выполняемых ОКР с целью создания в 2016 г. конечного продукта – опытных образцов энергоустановок на основе БТЭ с ПОМ киловаттного (ОКР «ВЭУ-Перспектива») и мегаваттного (ОКР «ГЭУ-Шельф») классов. Также к этому времени планируется завершить подготовку опытно-промышленного производства ЭУ с ТЭ на создаваемых в рамках мероприятий ФЦП «РГМТ» в части строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов научно-экспериментальной, стендовой,

проектной и испытательной базы производственных мощностях направления водородной энергетики филиала «ЦНИИ СЭТ», которое должно обеспечить выпуск не менее 25 штук в год ВЭУ мощностью 10 кВт в контейнерном и судовом исполнении и до 5 модулей ГЭУ мощностью до 250 кВт. При дальнейшем увеличении объема

выпуска продукции к 2020 г до 500 штук в год энергоустановок и модульных блоков потребуется наращивание производственной мощности опытно-промышленного производства «ЦНИИ СЭТ» или перенесении производства серийной продукции на заводы отрасли. Подобные встречи позволяют разработать конкретные пути сотрудничества Крыловского центра и крупнейших нефтегазовых компаний. Только совместными усилиями государственной власти, научных кругов и бизнес сообщества Россия сможет укрепить свои позиции в освоении арктического шельфа, а также на мировом рынке добычи и транспортировки углеводородов. ●

НЕФТЯНЫЕ КОПИ ТИМАНО-ПЕЧОРЫ

Опыт и перспективы внедрения горизонтальных скважин с интеллектуальным заканчиванием для добычи высоковязкой нефти на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения



Константин Пчела,
Филиал ООО "ЛУКОЙЛ -
Инжиниринг"
"ПечорНИПИнефть"

Усинское нефтяное месторождение приурочено к южной части Колвинского мегавала Тимано-печорской нефтегазоносной провинции. Пермо-карбоновая залежь является крупнейшей по величине начальных геологических запасов и находится в промышленной эксплуатации с 1978 года.

Более, чем тридцатилетний период разработки залежи сопровождался проблемами по всем научно-технологическим и производственным направлениям сопутствующим освоению сырьевых ресурсов. Объективные трудности эксплуатации залежи вызваны сложностью геологического строения объекта, который представлен трехсотметровой толщей неоднородных по проницаемости карбонатов, насыщенных высоковязкой нефтью. Субъективные - отсутствием эффективных технологий разработки подобных залежей.

В целях увеличения нефтеизвлечения, прежде всего, из пластов с пониженной проницаемостью на залежи предлагается использовать горизонтальные добывающие

скважины с интеллектуальным заканчиванием.

Развивающаяся в последнее время новая комплексная технология интеллектуальной разработки месторождений и залежей углеводородов включает следующие обязательные компоненты, образующие замкнутую цепь, а именно:

- дистанционные датчики, установленные вдоль продуктивной части стволов добывающих или нагнетательных скважин и в режиме реального времени дающие достоверную информацию о давлении, температуре, дебитах жидкости и газа и других параметрах работы отдельных пластов и скважин в целом;
- линии связи, обеспечивающие быструю передачу данных в память компьютеров для хранения, обработки и сопоставления с проектными показателями;
- регулирующие устройства, на которые по линиям связи следуют управляющие команды о проведении в автоматическом режиме различных технологических мероприятий

по оптимизации работы пластов и скважин, затем определяются новые показатели работы пластов и скважин, происходит оценка достигнутой эффективности, и так далее.

- адекватная геолого-технологическая модель, при помощи которой воспроизводится вся реальная картина, происходящих на месторождениях и залежах процессов и осуществляется выбор наиболее рационального варианта дальнейшей разработки.

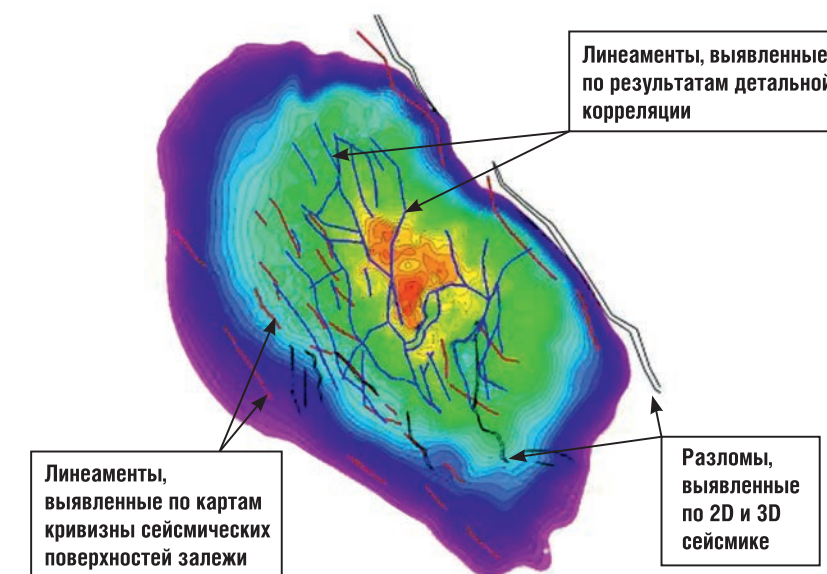
Современное представление о геологическом строении пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения может быть сформулировано следующим образом.

Литологические характеристики карбонатной толщи залежи не дают основания оперировать такими понятиями, как «ядерная часть», «предрифтовая», «зарифовая» и т.п., поскольку традиционно вкладываемый в них смысл не находит своего подтверждения фактическими данными. Скорее всего, на всей изученной площади залежи мы имеем дело с одной макрофациальной зоной.

В разрезе залежи присутствуют биогермные тела, которые не образуют единый рифовый массив, а имеют слоистую структуру, так как хорошо коррелируются между собой.

Помимо биогермных пластов-коллекторов в разрезе залежи также выделяются:

РИСУНОК 1. Схема расположения выявленных разломов и линеаментов



- пласты-коллекторы поровые;
- пласты-неколлекторы трещиноватые;
- пласты-неколлекторы непроницаемые.

Также можно утверждать, что выявленные биогермные и поровые типы пластов-коллекторов не имеют постоянного местоположения как по разрезу, так и по площади, т.е. исключена возможность селективной разработки только одного типа коллекторов.

Преимущественно в сводовой части залежи при помощи детальной корреляции геологического разреза и анализа кривизны сейсмической поверхности кровли

залежи было выявлено большое число зон активной вертикальной трещиноватости – линеаментов, которые обеспечивают гидродинамическую связанность всего резервуара и являются основными каналами вертикального обводнения залежи (рисунок 1).

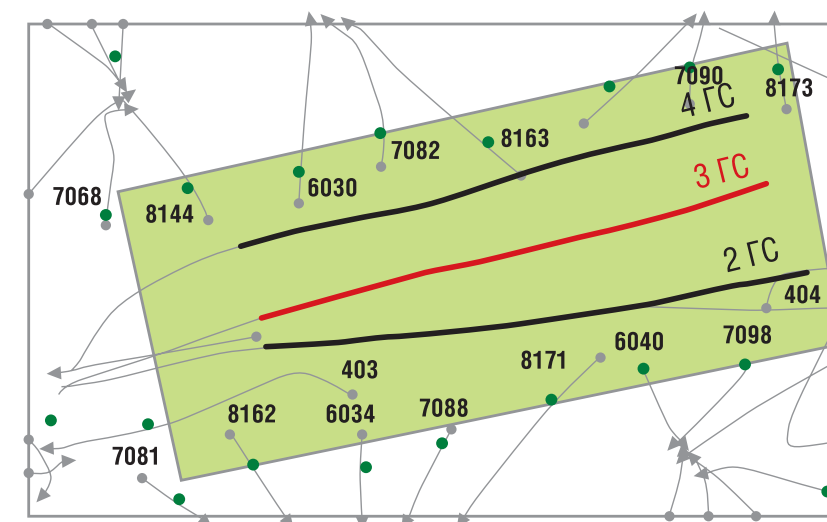
Все эти особенности геологического строения были учтены при создании геологической модели пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

В настоящее время технология интеллектуальной разработки в основном применяется на шельфовых месторождениях и залежах углеводородов. Однако использование этой технологии остро необходимо и на проблемных месторождениях и залежах высоковязких нефтей в карбонатных пластах, для которых характерны кинжальные прорывы закачиваемого теплоносителя по высокопроницаемым трещинно-кавернозным зонам и низкий охват дренированием запасов высоковязкой нефти, сконцентрированных в средне- и низкопродуктивных матричных коллекторах.

Именно поэтому на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, начиная с 2005 г., ведется бурение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин в том числе и с интеллектуальным заканчиванием.

Сейчас на залежи пробурено и опробовано две таких скважины

РИСУНОК 2. Опытный элемент по испытанию технологии площадной закачки пара в нагнетательную скважину №3 ГС



[12] Neftegaz.RU ~ 63

ЛЕГКАЯ ДОБЫЧА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ РАЗРАБОТКИ МАССИВНО-ПЛАСТОВЫХ КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ



Евгений Тараскин,
Ведущий инженер отдела
разработки высоковязких
нефтей
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»
«ПечорНИПИнефть»

В настоящее время для предварительной оценки эффективности и выбора наиболее актуальных технологий увеличения нефтеотдачи пластов, включая термические методы, традиционно проводятся численные расчеты с использованием адаптированных к фактическим показателям трехмерных геолого-технологических моделей рассматриваемых объектов разработки.

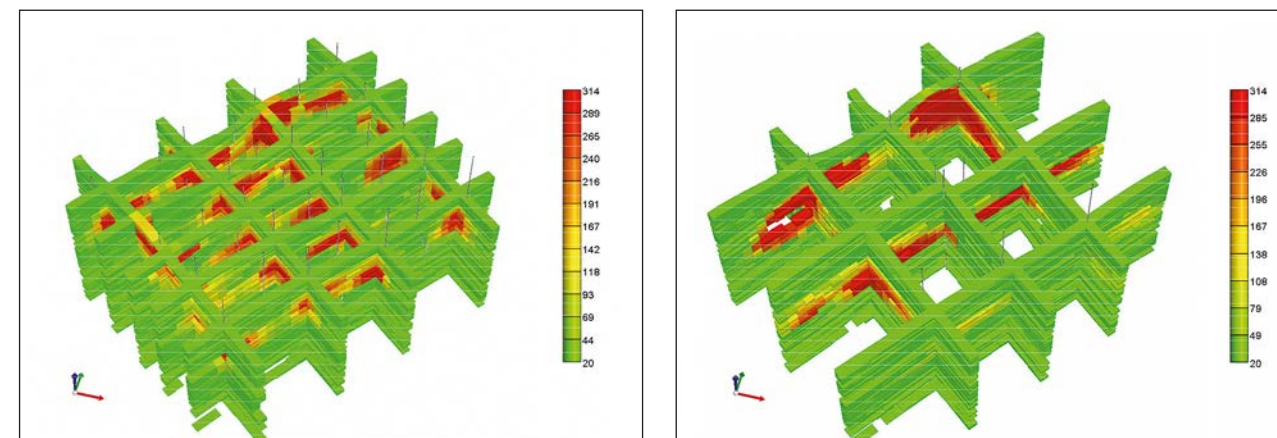
В связи с крупными размерами, крайне неоднородным строением трещиноватого гидродинамически единого карбонатного резервуара, большим фондом пробуренных скважин, длительной историей разработки и внедрением на нескольких опытно-промышленных участках термических методов увеличения нефтеотдачи пластов геолого-технологическое

моделирование пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в целом представляет собой сверхсложную задачу нефтяной инженерии, для решения которой требуются серьезные вычислительные мощности.

В подобных случаях, как правило, применяется секторное моделирование, заключающееся в выделении на месторождении или залежи ограниченных зон или участков, нуждающихся в поскважинной адаптации и проведении для них прогнозных расчетов с использованием граничных условий, взятых из более крупной модели.

Общая концепция секторного моделирования выделенных актуальных участков залежи состояла в реализации подхода «от общего к частному» и включала следующие этапы:

Распределение температуры по первому варианту (слева) и второму варианту (справа) на 01.01.2060 г.



- I. Для центральной укрупненной зоны залежи на основе ее геологической модели, учитывающей литолого-фациальную неоднородность и естественную трещиноватость вскрытых пластов, была создана гидродинамическая модель в однопоровой постановке с последующей «грубой» адаптацией по интегральным показателям добычи флюидов;
- II. С использованием «грубо» адаптированной модели центральной укрупненной зоны был проведен анализ перетоков жидкости через границы выделенного на ее площади центрального актуального участка, т.е. определены граничные условия для «блочной» адаптации гидродинамической модели этого участка;
- III. Получена «точная» настройка модели по скважинам центрального актуального участка с учетом параметров двойной среды (каверно-поровая матрица и трещины). Из адаптированной модели центрального актуального участка вырезана модель расположенного в районе скважины № 7 ОЦ юго-восточного актуального участка;
- IV. Выбранные размеры модели юго-восточного актуального участка позволили с использованием доступных вычислительных мощностей провести необходимые термогидродинамические расчеты по оценке технологической эффективности закачки пара в неразбуренной приконтурной зоне залежи.

По техническим причинам интегральную адаптацию созданной гидродинамической модели центральной укрупненной зоны удалось выполнить только в изотермической постановке и в рамках подхода одной пористости. При этом созданный на этапе моделирования трещиноватости центральной укрупненной зоны трещинный неколлектор был преобразован в высокопроницаемый, но низкопоровый коллектор.

Для адаптации модели центральной укрупненной зоны использовались приемы модификации абсолютной проницаемости пластов и подбор параметров аналитической водоносной области.

Это позволило удовлетворительно воспроизвести историю добычи жидкости и нефти из центральной укрупненной зоны.

С использованием интегрально адаптированной модели центральной укрупненной зоны был выполнен анализ перетоков флюидов через границы выделенного на ее площади центрального актуального участка и построена соответствующая схема. Откуда следует, что на центральном актуальном участке происходит как отток, и приток жидкости. Причем отток имеет место через северную и западную границы, вблизи которых сосредоточено наибольшее число скважин на соседних площадях. Приток жидкости в основном наблюдается через восточные границы участка.

При построении гидродинамической модели центрального актуального участка удалось использовать

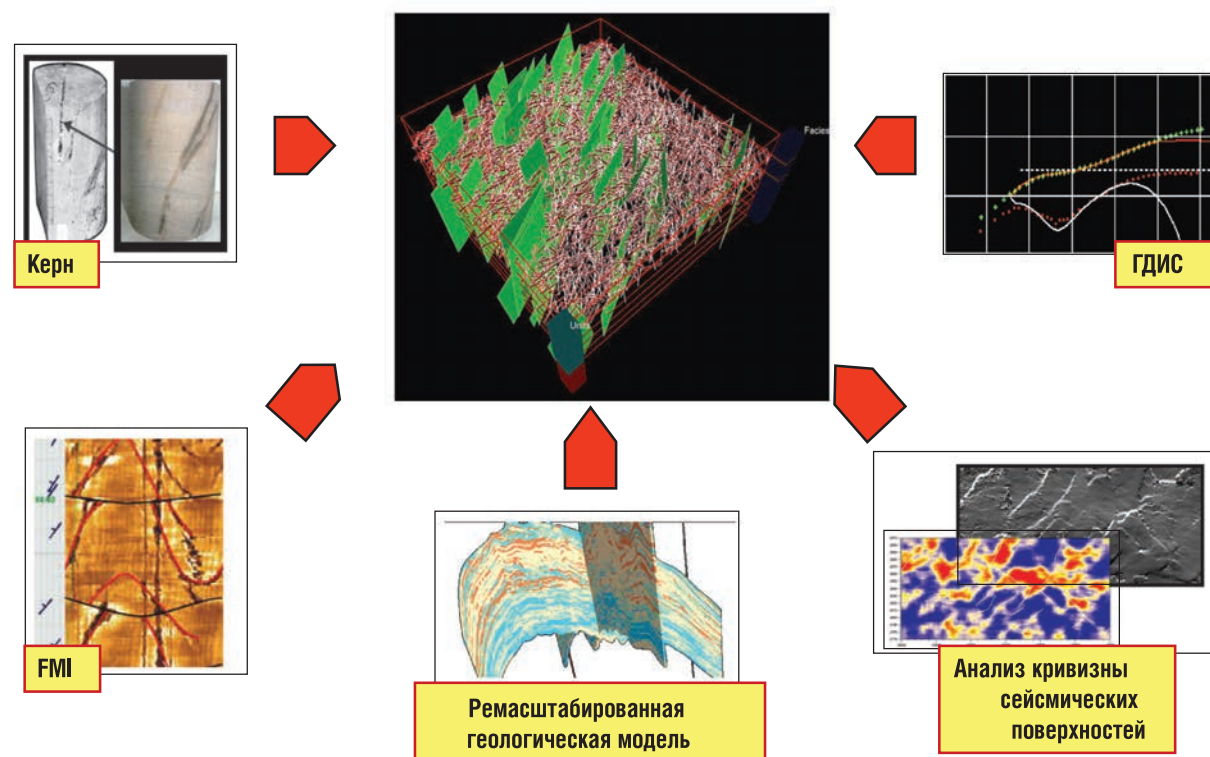
подход двойной пористости/двойной проницаемости.

В связи с тем, что через северную и западную границы центрального актуального участка имеет место отток жидкости, обусловленный эксплуатацией добывающих скважин на соседних площадях, для воспроизведения динамических граничных условий были введены фиктивные добывающие скважины.

Приток пластовых вод в участок через южную и восточную границы, также можно было смоделировать при и фиктивных скважин (в данном случае нагнетательных). Однако, учитывая погружение под ВНК репера R4 в южной части участка, удовлетворительно воспроизведения притока пластовых вод в этой части участка удалось добиться при помощи подключения к подошве модели аналитической водоносной области. Основным приемом интегральной адаптации модели по накопленной добыче жидкости и пластовому дав- являлось уточнение месторасположения линеаментов.

Точная настройка модели по обводненности осуществлялась путем изменения коэффициента относительной фазовой проницаемости для воды при помощи куба множителя, который первоначально в матрице был установлен равным 0,3, а в трещинах – 0,05. Затем куб множителя локально модифицировался: его значения увеличились в

Интегрированный подход к созданию цифровой модели трещиноватости



Показатели	Единицы измерения	Вариант	
		Первый	Второй
Плотность сетки скважин	га/скв.	6,25	25,0
Максимальный расчетный уровень:			
добычи нефти	тыс. т	172,8	174,7
добычи жидкости	тыс. т	567,9	567,9
закачки пара	тыс. т	556,6	556,6
закачки ненагретой воды	тыс. т	556,6	556,6
Расчетный срок закачки пара	лет / год окончания	100/2111	90/2101
Расчетный срок разработки элемента	лет / год окончания	121/2132	113/2124
Накопленная добыча нефти	тыс. т	7 031,7	7 031,7
Накопленная добыча жидкости	тыс. т	68 717,1	62 621,7
Накопленная закачка пара	тыс. т	55 655,2	50 089,7
Накопленное ПНО	т/т	8,7	7,1
Конечный КИН	д.ед.	0,33	0,33

зонах с недостаточной расчетной обводненностью и наоборот уменьшались в зонах с повышенной обводненностью. В итоге среднее значение множителя в матрице составило 0,579, в трещинах : 0,098. По результатам выполненной адаптации было получено распределение остаточных запасов нефти. Откуда видно, что, несмотря на высокую обводненность добываемой продукции, запасы нефти на этом участке выработаны незначительно.

В целях обоснования технологических решений по закачке пара в неразбуренной

приконтурной зоне залежи из модели центрального актуального участка была вырезана модель расположенного в районе скважины № 7 ОЦ юго-восточного актуального участка, размеры которого позволили провести необходимое число расчетов в рамках модели двойной пористости/двойной проницаемости при условии неизотермической фильтрации.

С использованием поскважинно адаптированной модели центрального актуального участка были рассчитаны перетоки жидкости через границы модели юго-восточного актуального участка. Для воспроизведения оттока жидкости, вызванного эксплуатацией добывающих скважин центрального актуального участка и расположенных преимущественно вдоль западных границ юго-восточного актуального в модель были введены фиктивные добывающие скважины. Приток пластовой воды моделировался при помощи аналитической водоносной области, прикрепленной к подошве, а также к юго-западной и северо-

восточной границам модели юго-восточного актуального участка.

Поскважинная адаптация модели юго-восточного актуального участка по обводненности осуществлялась также путем модификации коэффициента относительной фазовой проницаемости для воды.

Достигнутое качество адаптации модели удовлетворяет общепринятым критериям, т.е. построенную модель юго-восточного актуального участка можно использовать для проведения прогнозных расчетов.

В слаборазбуренной периферийной зоне залежи сконцентрировано до 40,0% ее начальных геологических нефти. В целях интенсификации разработки в этой зоне залежи планируется начать бурение новых наклонно-направленных добывающих и горизонтальных нагнетательных скважин, а также внедрение термических методов увеличения нефтеотдачи вскрытых пластов, прежде всего, площадной закачки пара. Для обоснования выбора плотности сетки добывающих и нагнетательных скважин в периферийной зоне рассматривались два варианта

системы размещения скважин, каждый из которых предполагал выделение элемента разработки с последующим распространением его показателей по всей площади периферийной зоны. В качестве базисного элемента был использован юго-восточный актуальный участок в районе скважины №7 ОЦ.

В соответствии с первым вариантом на выделенном базисном элементе разработки должно быть пробурено 8 наклонно-направленных нагнетательных скважин и 24 наклонно-направленных добывающих скважины с плотностью сетки 6,25 га. Второй вариант разработки предполагал для выделенного базисного элемента разработки 2 горизонтальных нагнетательных скважин и 6 наклонно-направленных добывающих скважин с плотностью сетки 25,0 га.

В качестве основы для термогидродинамического моделирования использовалась поскважинно адаптированная модель юго-восточного актуального

участка. При этом в модели учитывались теплофизические параметры пласта и насыщающих насыщающих флюидов. В процессе термогидродинамических расчетов было принято, что при разогреве пласта от 20 С до 250°С коэффициент вытеснения нефти водой увеличивается с 0,3 до 0,77, а коэффициент остаточной нефтенасыщенности снижается с 0,58 до 0,18. Одновременно с ростом температуры происходит увеличение максимальной фазовой проницаемости по воде.

При проведении расчетов были приняты следующие граничные условия на скважинах:

- забойное давление в добывающих скважинах – 7,5 МПа;
- забойное давление в нагнетательных скважинах – 13,0 МПа;
- максимальный темп закачки пара – 10,0 т/сут/м;
- максимальный темп отбора жидкости – 3,5 т/сут/м;
- максимально допустимая обводненность – 98,0%;

- минимально допустимый дебит нефти – 0,5 т/сут.

Сравнение основных технологических параметров разработки базисного элемента по рассмотренным вариантам приведено в следующей таблице.

Таким образом, оба варианта имеют одинаковый конечный КИН, но разнятся по величине наколенного паронефтяного отношения (ПНО) и по сроку разработки. Наилучшие технологические показатели достигаются по второму варианту, что связано с менее интенсивным обводнением реагирующих добывающих скважин пароконденсатом при использовании более редкой сетки скважин плотностью 25,0 га. В первом варианте при сетке скважин плотностью 6,25 га основное количество нефти добывается после быстрого прорыва пароконденсата в добывающие скважины при относительно низких темпах отбора извлекаемых запасов. ●



+7 (495) 646-39-44
info@alliance-analytics.ru
www.alliance-analytics.ru

КОНФЕРЕНЦИИ ЗАО «АЛЬЯНС-АНАЛИТИКА» В 2013 ГОДУ

*Уважаемые коллеги,
приглашаем Вас принять участие в конференциях:*

Сырьевой вектор газонефтехимии – 2013 (февраль)
ПВХ: вызовы и перспективы (апрель)
Кластерное развитие газонефтехимии – 2013 (июнь)
Полиолефины-2013 (сентябрь)
ПЭТФ: рынок и сырье (ноябрь)
Конструкционные полимеры (декабрь)

Участвуя в наших мероприятиях, Вы получаете возможность ознакомиться с актуальной информацией по обсуждаемой тематике, участвовать в открытом диалоге с ведущими специалистами, обсудить актуальные вопросы и ключевые проблемы.

*Информацию о предстоящих конференциях Вы можете найти на нашем сайте.
По интересующим вопросам обращайтесь
по телефону +7 (495) 646-39-44 или E-mail: org@alliance-analytics.ru*



10 ЛЕТ НА ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ



Юрий Петров,
Генеральный директор,
ЗАО «Нефтегаз-Изоляция»

Необходимость транспортировки углеводородов от мест добычи к местам переработки и хранения стимулируют все более активное строительство трубопроводов. Сегодня для перекачки нефти и газа трубопроводы – основной вид транспортировки, что, соответственно привело к образованию на рынке изоляции и строительства объектов для топливно-энергетического комплекса множества иностранных и отечественных компаний. В таком спектре предложений и услуг сложно сориентироваться и определить, кому можно доверить работу на сложных и опасных объектах ТЭК. Одна из компаний, которой доверяют мейджоры нефтегазовой отрасли, входящая

Компания ЗАО «Нефтегаз-Изоляция» была образована 12 ноября 2002 г. Численность компании составляет порядка 200 человек, две трети из которых – производственный персонал

Эксплуатационная длина нефтепроводов в России в 2010 г. составляла 65 тыс. км, газопроводов – 168 тыс. км. Все эти километры труб функционируют на территории нашей страны в регионах с самыми разными климатическими условиями. Так как на большей части России преобладает умеренный климат, то температура в течение года варьируется от -40°C до + 40°C. Такой перепад температур, повышенная влажность и другие факторы сказываются на состоянии трубы далеко не самым лучшим образом. Что предлагают сегодня российские компании для продления службы трубопроводов и их надежного функционирования?

в тройку лидеров рынка, в этом году отметила свой 10-летний юбилей. Десять лет – хороший повод подвести итоги и обозначить планы на будущее. О том, как завоевывались позиции на рынке, о готовых проектах и перспективных планах мы побеседовали с генеральным директором компании ЗАО «Нефтегаз-Изоляция» Петровым Юрием Григорьевичем.

– Юрий Григорьевич, в связи с чем возникла идея создания компании?

– В 2002 году на рынке появился новый антикоррозионный материал «БИУРС». Это эффективное антикоррозийное покрытие сразу заинтересовало крупные компании нефтегазовой отрасли такие, как «Газпром» и «Транснефть». Потребность внедрения нового продукта в обслуживании этих и других компаний топливно-энергетического комплекса и привело к образованию компании.

Материал появился на рынке и возникла необходимость создать

производственную структуру, соответственно, из коммерческой структуры мы быстро перетекли в производственную, создав большое количество мобильных комплексов, которые могли выезжать на объекты и выполнять работы по защите оборудования.

– На основе чего изготавливается этот материал?

– Это полиуретановый материал, который наносится на трубы, задвижки и емкости, которые закапываются в землю и подвергаются почвенной коррозии. Это антикоррозионный материал, двухкомпонентная мастика. После очистки пескоструйным методом на изделие наносится праймер, после этого наносится защитный слой – мастика. Таким образом, создается антикоррозионная система.

Система антикоррозионного покрытия (сокращенно – САП) «БИУРС», ТУ 51-31323949-80-2004 (ОАО «Газпром»), ТУ 2458-001-31323949-2004 с изменением №2 от 18.02.2008 (ОАО «АК «Транснефть»»), предназначена для изоляции нефтегазопроводов при подземной и надземной прокладке, емкостного оборудования, защиты соединительных деталей и запорной арматуры, труб компрессорных, распределительных и насосных станций. Нанесение предусматривает трассовые и базовые (заводские) условия нанесения

«БИУРС» – первый антикоррозионный материал российского производства, до этого применялся импортный продукт, т.о. можно назвать его производство импортозамещающим.

После того, как продукт стал активно внедряться в обслуживание промышленных объектов, компания стала развиваться как производственная структура, которая работает со многими материалами.

Сегодня, помимо «БИУРСа», компания предлагает свои услуги в выполнении работ по нанесению антикоррозионной изоляции методом безвоздушного распыления такими материалами, как «Форпол-Ойл», «Акрус», «FRUCS», Permacor, Steelpaint, Protogel, Scotchcoat и др. на резервуарах, емкостях, колодцах, магистральных продуктопроводах, запорной арматуры и фасонных изделиях, как на наружной, так и на внутренних поверхностях.

– Откуда берутся эти новые материалы?

– Самому производителю антикоррозионных материалов внедрить свой продукт достаточно сложно. Сначала покрытия надо протестировать, но не имея регистрации в «Транснефти» продукт этой компании не может быть внедрен в производство. Мы покупаем то, что есть в продуктовой линейке компаний и, имея громадный опыт в этом направлении, совместно дорабатываем продукты до соответствия необходимым потребительским свойствам. А имея собственные мобильные изоляционные комплексы, оборудованные по последнему слову техники и автоматизации, наши специалисты производят изоляционные работы в любых климатических условиях в автономном режиме.

– Какие услуги, кроме изоляционных работ, предлагает ЗАО «Нефтегаз-Изоляция»?

– Специалисты нашей компании выполняют работы по переизоляции КС и подключающих шлейфов, предусмотренных «Программой по ремонту изоляционных покрытий трубопроводов «высокой стороны» и подключающих шлейфов КС (ДКС), ПХГ, включая выполнение земляных работ, общестроительных работ, работ по благоустройству, сварочных работ (Свидетельство НАКС №АЦСТ-86-00299, выданного 24 апреля 2012 года).

Располагая собственной лабораторией неразрушающего контроля, соответствующую всем требованиям Ростехнадзора, наши специалисты проводят работы по неразрушающему контролю (диагностике).

Имея сертификаты соответствия требованиям по качеству к выполнению строительно-монтажных работ, включая работы по изоляции полимерными мастиками, мы выполняем услуги и в этом направлении, в том числе в качестве генерального подрядчика по ИСО 9001-2001.

Кроме того, являясь официальным представителем американской компании «GRACO», по продаже оборудования для безвоздушного нанесения высоковязких материалов, мы застрахованы от простоев, которые могут возникнуть в связи с выходом из строя оборудования.





– Как удалось занять такую плотную нишу на рынке?

– Рынок очень плотный. Потребовалось не менее пяти лет упорного труда, прежде чем, мы смогли занять свое место. Сегодня мы можем себя позиционировать в качестве одной из трех ведущих компаний. Мы шли к этому постепенно, шаг за шагом наращивая обороты, прирастая новыми комплексами, квалифицированными кадрами и, благодаря этому, новыми партнерскими отношениями. Сегодня в распоряжении компании несколько комплексов в каждый из которых входит оборудование, базирующееся на 3-х автомобилях, где размещается пескоструйное оборудование, оборудование по нанесению мастик, антикоррозионных материалов, где находятся электростанции, а также передвижная лаборатория, которая производит исследование материалов. Все оборудование монтируется собственными силами, т.к. за рубежом оно не производится.

– Расскажите о наиболее крупных и значимых проектах.

– Специалисты нашей компании работали на двух БТСах. БТС-1 –

это строительство Сестрорецкой БТС. В прошлом году закончили проект БТС-2. У нас большой проект с Газпромом – компания участвует в подготовительном этапе работ по комплексному освоению штокманского газоконденсатного месторождения, где выиграла три предварительных тендера. Также компания «Нефтегаз-Изоляция» по договору со «Штокман Девелопмент АГ» оказывает услуги по оценке двухсот шестидесяти Российских предприятий номинирующих в пул поставщиков и производителей работ. По «Штокману» мы работаем около двух лет. Кроме того, мы вышли на дочку Транснефти – Транснефтепродукт и в этом году проводили реконструкцию порта в г. Приморске по отгрузке светлых нефтепродуктов. Большой объем работ мы сделали для Газпрома: реконструировали компрессорные станции в Курске, где переизолировали подземную часть и переходы земля-воздух. На предприятии «Самаратрансгаз» переизолировали действующую КС-22А, переизолировали технологические коммуникации ГКС. На предприятии «Газпром ПХГ» провели комплексный ремонт технологических трубопроводов КС, шлейфов и обвязок газовых скважин.

В целом, за время своей работы наши специалисты выполняли работы по нанесению антикоррозионной изоляции «БИУРС» на объектах таких крупных компаний, как «Транснефть», «Северо-Западные Магистральные Нефтепроводы», «Балтнефтепродукт», «Верхневолжскнефтепровод», «Северные магистральные нефтепроводы», «Газпром», «Лентрансгаз», «Мострансгаз», «Самаратрансгаз», «Белтрансгаз». И сегодня ЗАО «Нефтегаз-Изоляция» – единственная российская компания в этом сегменте, которая начала выходить за пределы России.

– Как известно, ЗАО «Нефтегаз-Изоляция» проводила работы на ВСТО. Дальний Восток – территория вечной мерзлоты есть ли какие-то особенности работы в таких условиях?

– В городе Братске мы вышли на объект 3 января, мороз был 380С. При такой температуре мы настраивали оборудование, утеплялись, сделали двойные полога, установили тепловые пушки и довели температуру поверхности изолируемой трубы до + 120 и за январь-февраль сделали всю работу, чего никто не ожидал. На

этом участке длина трубопровода составила около 1000 м².

– С чего начинается работа на объекте?

– Как правило нас приглашают генподрядчики, либо мы сами берем какой-то лот и участвуем сами, как генподрядчики.

– Насколько реально выиграть конкурс у крупных компаний?

– Это реальные конкурсы, выиграть их можно если предложить условия, лучше, чем у конкурентов. Наличие современной техники, квалифицированные кадры, отлаженная работа по технике безопасности, все это дает нам существенные преимущества.

– Вы занимаетесь одним проектом или можете вести несколько параллельных?

– Мы работаем, как правило, на нескольких проектах. При этом не только по антикоррозионной защите, но и по общестроительным работам, а также строительству нефтегазопроводов.

– Как в целом происходит работа над проектом?

– Все начинается с коммерческого предложения, мы готовим смету, готовим техническую базу, подсчитываем, какое количество людей и техники должно выйти на объект. На объект выезжает проектная группа, которая работает с заказчиком непосредственно, готовит план производственных работ, какие работы будут производиться, какое будет оборудование, и как оно будет

использоваться. Вся техника мобильная, она расположена на базе КАМАЗов, прибывает на место своим ходом, передвигается на участке самостоятельно.

– Предполагает ли отрасль инновации?

– Недавно мы внедрили на рынке российский антикоррозионный продукт «Форпол-Ойл». До этого мы использовали большой спектр материалов и каждый раз это были новые продукты. Сегодня мало компаний, которые работают с таким спектром, т.к. заказчик, как правило, выбирает какой-то один материал и работает с ним на протяжении долгого периода времени. У нас есть опыт, люди и оборудование, которое достаточно универсально, чтобы с ходу перейти на любой материал.

– Возникают какие-то сложности в работе с заказчиками?

– Иногда материал не удовлетворяет по своим свойствам заказчика и мы, совместно с производителями его дорабатываем, проводим повторные испытания, чтобы подобрать материал уходит около года. Первоначально наши лаборатории определяют качество продукта, а более расширенные испытания проводятся в специализированных лабораториях, как правило – это прекрасно оснащенные лаборатории, существующие при крупных институтах.

– На сколько, на ваш взгляд, рынок обеспечен заказами?

– Пока строятся нефтепроводы и газопроводы отрасль будет обеспечена заказами.

– Что вы считаете основными конкурентными преимуществами компании?

– На мой взгляд, у нас два сильных фактора – производственная база, оснащенная современным оборудованием, и квалифицированные специалисты, которые работают в компании с момента ее основания.

– Каков ваш прогноз на перспективу?

– Мы развиваемся как многопрофильная компания, которая включает и строительство и консультационные услуги и другое, мы сегодня рассматриваем не только рынок нефтегазовых компаний, но и рынок атомной промышленности и видим, что можем применить свои силы и в этой отрасли. ●



ГАЗ – В РЕГИОНЫ



Сергей Гараев,
генеральный директор,
ООО «ССК «Газрегион»

ООО «Специализированная строительная компания «Газрегион», входящее в Группу компаний СГМ, в ноябре отметило два года со дня образования. Но за этот короткий срок сделано уже немало. Сегодня компания принимает участие в строительстве крупных магистральных газопроводов, выполняет значительную часть работ по газификации регионов России в рамках соответствующей программы ОАО «Газпром». Об успехах компании и планах на будущее рассказал генеральный директор ООО «ССК «Газрегион» **Сергей Гараев**

– **Сергей Иванович, для краткого знакомства с вашей молодой компанией расскажите, чем вы сегодня занимаетесь, какие объекты для вас являются наиболее важными.**

– Начну с того, что мы только что сделали последние штрихи на второй нитке магистрального газопровода «Грязовец – Выборг», который соединил Единую систему газоснабжения России с газопроводом «Северный поток». Нами был построен 200-километровый участок в невероятно сложных условиях. Вообразите только, что трубу диаметром чуть ли не в человеческий рост нужно протянуть через судоходную реку, не создавая помех для навигации. А мы это сделали на Шексне в Вологодской области.

На этом фоне более 40 других переходов – через автомобильные и железные дороги, действующие газопроводы, малые реки – уже не кажутся такими сложными. Или возьмем болото Великий мох на той же Вологодчине. Форсировать его можно было только зимой, наморозив временную лежневую дорогу толщиной три метра и длиной более трех километров. Но мы чувствовали большую ответственность и справились с задачей. Компания одной из первых завершила укладку линейной части и уже в конце сентября наш участок был полностью заполнен газом.



Сейчас технику и людей отсюда перебросили в Краснодарский край, на «Южный поток». Здесь у нас два участка: 100 километров линейной части газопровода и перемычка между компрессорными станциями «Кореновская» и «Кубанская» протяженностью порядка 60 километров. На линейной части работы идут полным ходом. В январе начнем строительство перемычки. Кроме того, нам поручено строительство КС «Кубанская», которая позволит расширить мощность Единой газотранспортной системы.

Надо сказать, что сроки для строительства перемычки и компрессорной станции достаточно сжатые. Уже в ноябре будущего года они должны быть сданы в эксплуатацию. Но нам не впервой работать в таких условиях. И людских ресурсов, и техники достаточно. На «Кубанской» все работы идут строго по графику. Первый заместитель начальника Департамента инвестиций и строительства ОАО «Газпром» Сергей Прозоров, посетивший в декабре строительную площадку, отметил высокое качество и образцовый уровень культуры производства строительно-монтажных работ.

Еще одна важная часть нашей работы – участие в Программе газификации регионов РФ, которую финансирует ОАО «Газпром».

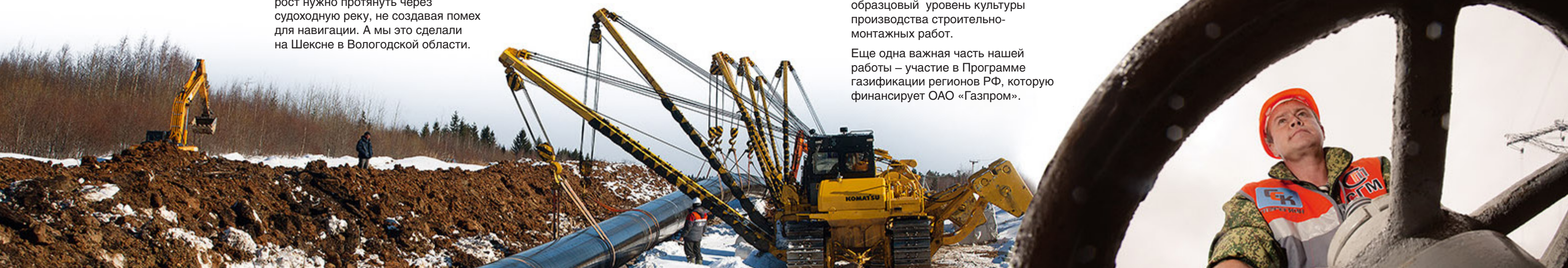
Здесь мы выполняем порядка 40 процентов всех работ. Мы подводим газ в малые города и сельские населенные пункты в 40 регионах страны от Калининграда до Сахалина.

Отвечая на вторую часть вашего вопроса, скажу, что для нас важны все объекты, на которых мы работаем, будь то компрессорная станция «Кубанская», которая позволит значительно повысить пропускную способность газопровода «Голубой поток» и обеспечить бесперебойную подачу «голубого топлива» к олимпийским объектам в Сочи, или газификация крошечного поселения в горах Дагестана, жители которого избавятся от многовековой проблемы добычи топлива.

– **Масштабы впечатляют. В чем секрет вашего успеха?**

– Ну, во-первых, нельзя не отметить большую помощь, которую нам оказывает Группа компаний СГМ, куда входит и наше предприятие.

Во-вторых, не боги же горшки обжигают, все делается руками людей. У нас 14 механизированных колонн, во главе которых стоят люди с большим опытом работы в отрасли. Я и сам начинал более 20 лет назад прорабом передвижной механизированной колонны в одной из структур Газпрома. Более 35 лет в области нефтегазового строительства работает наш главный инженер Магомед Ахметович Могушков. В 80-е годы прошлого века он руководил строительством компрессорной станции «Головчица» в Польше, за что получил звание заслуженного строителя Польской Народной Республики. За короткий период времени мы приняли на работу больше тысячи новых сотрудников, причем ставку делаем на квалифицированный персонал, имеющий опыт работы в газостроительной отрасли.



Это прорабы, мастера, сварщики, монтажники, изолировщики, механизаторы. Так что проблем с квалифицированными кадрами у нас нет.

Так как наша работа проходит в полевых условиях, стараемся создать все для полноценного труда и отдыха. Например, рядом со строительной площадкой КС «Кубанская» развернут временный жилой городок на 400 человек со своей столовой, душевыми, очистными сооружениями. Наш жилгородок на строительстве Северо-Европейского газопровода был признан заказчиком – ООО «Газпром инвест Запад» – лучшим на объекте.

Но мы не только заботимся о своих сотрудниках, но и спрашиваем с них строго, а это вызывает соответствующее отношение к своим обязанностям. Именно поэтому на строительстве газопровода «Грязовец – Выборг» наша компания получила наименьшее число замечаний от надзорных органов.

– Как вам удается одновременно вести объекты в разных регионах страны?

– Действительно, география наших строек очень обширна – от Калининградской области и до Камчатки. В год мы строим порядка двух тысяч километров межпоселковых газопроводов. Основные работы мы ведем своими силами, а также привлекаем подрядные организации. Наши давние партнеры помогали нам и при строительстве Северо-Европейского газопровода. Это ОАО «Сварочно-монтажный трест» и ЗАО «Татгазинвест».



Чтобы меньше зависеть от подрядчиков, осваиваем новые виды работ. Создали мобильное подразделение по сооружению подземных переходов методом наклонно-направленного бурения (ННБ), своими силами проводим работы по электрохимзащите. Причем, на все работы мы имеем разрешение Некоммерческого партнерства «СРО ОСГНН», членом которого являемся. На следующем этапе планируем заняться строительством вдольтрассовых линий электропередачи и телемеханикой.

– В каких регионах газификация идет наиболее активно?

– Для примера назову Волгоградскую область. В прошлом году, в сентябре, перед нами была поставлена задача сдать до конца года 26 межпоселковых газопроводов. И за три месяца мы их построили. В текущем году мы сдаем еще 20 объектов общей протяженностью более 260 километров. Большие объемы работ в Республике Дагестан – порядка 570 километров. Здесь мы строим не только межпоселковые газопроводы, но и уличные сети. Много нами построено и строится в

Воронежской и Курской областях, Ставропольском крае, Республике Ингушетия. Серьезные планы на 2013 год намечены в Республике Алтай, Новгородской и Калужской областях и других регионах.

– Сергей Иванович, в заключение расскажите о задачах, которые стоят перед вашей компанией в обозримом будущем.

– Радует, что мы прочно заняли свою нишу на рынке газового строительства, завоевали авторитет среди наших заказчиков. Большим стимулом для нас является то, что мы причастны к сооружению важнейших магистральных газопроводов, являемся одним из основных игроков в реализации Программы ОАО «Газпром» по газификации регионов России. Будем развиваться дальше, наращивать свой производственный потенциал. Вот сейчас в связи со строительством КС «Кубанская» ощутили нехватку самосвалов. Также недостает землеройной техники, бульдозеров, сварочного оборудования. Будем стремиться к тому, чтобы основные виды работ, которые мы выполняем, были в полной мере подкреплены механизмами и строительной техникой. Так что нам есть куда расти. ●

ufi
Approved
Event



MIOGE

25–28
ИЮНЯ 2013

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



RPGC

11–й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

25–27
ИЮНЯ 2013

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



ГЛАВНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ

www.mioge.ru
www.mioge.com



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

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

ФАКТОР БЕЗОПАСНОСТИ

10 октября 2012 года в ЦВК «Экспоцентр» в рамках выставки «Передовые Технологии Автоматизации. ПТА-2012» состоялся круглый стол на тему «Решения, повышающие эффективность управления технологическими процессами на предприятиях ТЭК и химической промышленности». Его модератором выступил заместитель генерального директора по направлению автоматизация компании «ИТСК» **А.В.Рубштейн**

Александр Рубштейн,
заместитель генерального
директора по направлению
автоматизация,
«ИТСК»



В 2011 году по поручению правительства, Ростехнадзор провел проверку 24 нефтеперерабатывающих заводов России. И результаты проверки неутешительны: основные фонды предприятий устарели, нарушаются требования по безопасности, низкий уровень автоматизации. По результатам этой проверки большинство нефтяных компаний разработали комплексные программы строительства, реконструкции и модернизации производств. Естественно, все эти меры невозможны без автоматизации. Поэтому сейчас у компаний-поставщиков продуктов и решений есть большой шанс участвовать в этой программе. При этом, если заказчики – вертикально интегрированные, нефтяные и нефтехимические компании, вкладывают деньги, они хотят решить как минимум 2 вопроса. Первый – удовлетворение требования промышленной безопасности. Второй – получение дополнительной прибыли. Мировой опыт показывает, что такие решения у компаний есть. Но насколько они готовы решать эти задачи в России?

Валерий Потехин,
генеральный директор
компании,
«СПб –ХХI»



Под безопасностью любой заказчик подразумевает, в первую очередь, безопасность инвестиций. Это обеспечивается как координационными мерами, так и техническими средствами.

Сегодня для многих опасных производственных объектов, в соответствии с ФЗ 225 о страховании объектов гражданской ответственности на первый план выходит необходимость финансирования. Суммы

страховых взносов, которые вынуждены платить предприятия, измеряются сотнями миллионов рублей. Соответственно, внедрение передовых технологий позволит иметь повышенные коэффициенты. Кроме того, внедряемые технологии обеспечивают эффективную работу производств, с точки зрения сокращения их простоя. Это также влияет на прямую эффективность при расчёте производительности, а, соответственно, и возврате инвестиций.

Внеплановые остановки по различным причинам, техническим сбоям, по причине отказа техники, ошибки интеграторов также могут влиять на эффективность производства. Внедрение технологий упирается в непонимание, недостаточную компетенцию самого заказчика. Иногда действует элементарный закон бизнеса: минимум затрат, максимум прибыли. Зачастую в целях экономии заказчик внедряет технологии, которые несут в себе техногенную опасность и, в конечном итоге – потенциальные экономические потери.

Александр Богуцкий,
Hyperion Systems
Engineering Russia



Ответ на вопрос «готова ли компания предоставить высокоэффективные решения по автоматизации предприятий России? – да. Компания Hyperion Systems Engineering Russia имеет портфель предложений, которые условно можно разделить на 3 слоя.

1-й слой – это определение задачи совместно с клиентами, т.е. проектирование комплексного решения. Это совместная работа с заказчиком, в ходе которой обе стороны определяют перечень работ, очередность внедрения и технологии, которые в дальнейшем имеет смысл использовать.

2-й слой – это внедрение комплексного решения. И здесь необходимо работать, как независимая компания с универсальным пакетом услуг, не зависящем от того, кто спроектировал внедряемое решение.

3-й слой – это поддержка существующих решений и увеличение отдачи от них. В пакет услуг включаются, в том числе и тренинги, для того, повысить отдачу от уже произведённых инвестиций.

Александр Рубштейн

Таким образом, становится очевидно, что компании готовы, компании имеют ресурсы. А каковы сегодня возможности и опыт взаимодействия с проектными институтами, разработки комплексных программно-технических решений, базирующихся на технологической модернизации и реконструкции?



Первый этап массового прихода западных решений в Россию в области автоматизации был в конце 80-х, тогда через совместные предприятия в Россию пришли такие компании как «Ханивелл». Задача была одна: автоматизация технологического процесса. Это был базовый инжиниринг. Тогда это было событие, сейчас – норма, которой уже недостаточно. Сегодня мы переживаем второй виток автоматизации, когда заказчик хочет управлять не только отдельно взятым технологическим процессом, а всем предприятием. Сегодня заказчик хочет, чтобы его продукт был должного качества, а производство рентабельным.

Сегодня мы переживаем второй виток автоматизации, когда заказчик хочет управлять не только отдельно взятым технологическим процессом, а всем предприятием

И тогда возникают 2 подхода: первый – пошаговая автоматизация технологических установок, а потом вопросы интеграции и построения единой системы управления предприятием. Второй путь базируется на комплексном подходе, он предполагает разработку стратегии автоматизации всего предприятия с учетом строительства, реконструкции и модернизации технологических установок, с план-графиком выполнения проектов, оценкой инвестиций и экономического эффекта, а потом реализация стратегии.

Сейчас мнения по подходам в разных компаниях разделились.

Можно привести простой пример. Чтобы автоматизировать станцию смешения бензина надо поставить программное обеспечение, разработать систему управления, поменять исполнительные механизмы и т.д. Не сложно, но почему результаты внедрений, которые сейчас есть в России, оставляют желать лучшего? Оказывается, чтобы решить эту задачу, нужно сначала разработать новую концепцию смешения бензина. И это могут сделать не поставщики оборудования и решений, а проектные институты.

Валерий Потехин

Все эти институты были созданы в советское время и тогда представляли очень серьезный научный потенциал. В 90-е годы наука ушла из проектных институтов и их реализация практически пошла на убыль.



На сегодняшний день, все проектные институты, с которыми мы взаимодействуем, являются коммерческими структурами по продаже проектных услуг. Их работа строится на основе проектных шаблонов, созданных 15-20 лет назад.

В 90-е годы наука ушла из проектных институтов и их реализация практически пошла на убыль

Стремясь минимизировать затраты и увеличить прибыли, институт рассматривает современные нормы, правила и ГОСТы, как дополнительное новое обременение, которое только увеличивает затратную часть. Нужно менять шаблон, нужно наращивать и повышать квалификацию своего персонала. Прекрасно осведомленные о новых ГОСТах промышленной безопасности проектные институты говорят о их рекомендательном характере и пользуясь несовершенством законодательства находят много лазеек, чтобы обойти их.

Но, как бы там ни было, институты рассматривают уже современную базу по промышленной безопасности. Первый пример – практика работы «СПб –ХХI» с «Нефтегаз переработкой» в Краснодаре, где по заданию «Сибура» проводилась совместная работа по разработке стандарта технического отраслевого макропроектирования АСУ ТП для процессов транспортировки и хранения сжиженных углеводородов.

Александр Богуцкий

Отталкиваясь от вопроса что важнее, с чего надо начать, выбирать первый или второй путь? Hyperion Systems Engineering Russia проводит совместный с клиентом, путь, который состоит из нескольких организационно-технологических шагов. Так формируется Программа проектов повышения эффективности. Уже второй шаг Программы окупает предыдущий и дает средства для реализации последующего. Таким образом, создается цепочка экономически обоснованных проектов, и вопрос о том, в какой же момент, клиент вернёт свои инвестиции, снимается. А начинается всё с небольшого консалтингового проекта. Возвращаясь к основному вопросу, отметим, что технологии аналогичные тем, которые использует в проектах Hyperion Systems Engineering



Russia – это и динамическое моделирование, и высокоточные тренажёры оператора, и календарное планирование, и оптимизация смещения и др. Во всех этих областях место проектных институтов очень существенное. Компания с ними достаточно плотно работает, поставляет им необходимые технологии и взаимодействует в ходе решения задач заказчиков.



Михаил Черкасов,
директор департамента
нефти и газа

Лет 10-15 назад, идеология Schneider Electric была основана на первом пути. Нынешние реальности заставляют рассматривать вопросы, связанные со вторым этапом. Начиная с построения концепций управления всем предприятием и опускаясь уже на нижний уровень автоматизации. Компания сотрудничает с институтами, по такому взаимодействию даже создано специальное подразделение, опыт этого сотрудничества привел к выводу о том, что компетенция последних часто не соответствует тому уровню, который требуется для решения поставленных заказчиком вопросов. Работы ведутся на всех этапах подготовки проектной документации, и действительно, существует некоторое сопротивление со стороны проектных институтов по внедрению новых решений и технологий. Действительно есть разработанные шаблоны и легче действовать в заданном направлении, нежели работать над повышением уровня персонала, знаниями и модернизацией тех решений, которые уже есть.

Виктор Дозорцев,
директор по
высокотехнологичным
решениям и консалтингу,
Honeywell



Взаимодействие с проектными институтами возможно, и при правильной постановке вопроса – очень полезно. И оно касается практически всех элементов высокотехнологичных решений в области автоматизации. В России, как и по всему миру, многие проектные институты используют системы моделирования технологических процессов для решения своих инженеринговых задач. С другой стороны, институт может предложить модель, включающую эксклюзивные данные; такая модель может быть интересна, например, разработчикам тренажёра. И наоборот, хорошая тренажёрная модель является основой для расчётов, проводимых проектным институтом. Аналогичная ситуация с системами оптимального и календарного

планирования. Другой пример взаимодействия – разработка долгосрочной стратегии развития предприятия на 10-15 лет. Возможности привлечения проектных институтов определяются здесь стадиями жизненного цикла развития НПЗ/НХК. На стадии предпроектных разработок (стратегии, концепции, предварительное технико-экономическое обоснование) проектные институты нужны нам для оценки стоимости модернизации и реконструкции внешних объектов; для экспертной оценки затрат на автоматизацию; для подготовки укрупнённых инфраструктурных решений; для предварительной оценки вредных выбросов. На стадии разработки технико-экономического обоснования институты целесообразно привлекать для формирования генерального плана размещения объектов НПЗ/НХК и выработки инженерных инфраструктурных решений. Они хорошо проводят сводные сметные расчеты для заданных вариантов развития; оценивают воздействия на окружающую среду. Они подготовят также отчетную документацию в соответствии с нормами и правилами Заказчика. На стадии базового проекта по внешним и вспомогательным объектам тоже работает проектный институт. В отдельных случаях российский институт может выступать и в качестве лицензиара. И, конечно, рабочее проектирование полностью выполняется проектными институтами. У «Хоневелла» имеется богатый опыт взаимодействия с проектными институтами на разных стадиях жизненного цикла предприятий. Представляется что в проектных институтах осталось довольно много из второго «непобиваемого» экспертного продукта нашей Родины. Первый – это сырьё. А второй – это мозги».

Александр Рубштейн

Сегодня задача создания единой операторной или оптимизации количества операторных стала очень модной. Почему? Согласно требованиям контролирующих органов, при строительстве новых установок или их реконструкции необходимо учитывать, что управление технологическим процессом должно вестись из операторной бункерного типа. Таким образом, уменьшение количества операторных, объединение управления технологическими установками естественно приводит к уменьшению затрат Заказчика. Но такое объединение приводит к удалению оператора от непосредственного технологического процесса, ставит его в непривычные условия работы.

Как сделать работу оператора в удаленных условиях комфортной? Решение одно – повысить уровень автоматизации, внедрить системы сложного регулирования, решить вопросы дистанционного управления, реализовать алгоритмы ситуационного анализа, уменьшить влияние человеческого фактора.

И, если идти по пути оптимизации количества операторных, эти задачи необходимо решать. Часть российских компаний уже реально работают в этом направлении.



Необходимо повысить уровень автоматизации, внедрить системы сложного регулирования, решить вопросы дистанционного управления, реализовать алгоритмы ситуационного анализа, уменьшить влияние человеческого фактора

Каковы алгоритмы трансфера высокоинтеллектуальных знаний по внедрению и сопровождению решений, включая проблемную на сегодня в России кадровую составляющую? Как компании видят потребности российского рынка высокоинтеллектуальных решений, как они собираются работать на этом рынке и внедрять свои знания?

Есть несколько путей. Один – привлекать иностранных специалистов для реализации задач, сталкиваясь с определенными трудностями. И второй путь – развивать российские кадры для решения этих задач. Это более перспективный путь, хотя и более затратный на начальных этапах. Мне кажется, что это путь более перспективный, хотя может быть на первом этапе, повторяю только на первом этапе более затратный. Какую стратегию выбирают для себя компании?

Виктор Дозорцев

У всех высокотехнологичных знаний в России, к сожалению, сейчас источник один – западные компании. Хотя так было и не всегда. Небольшой пример. APC, усовершенствованное управление, было изобретено в Институте проблем управления РАН. На два года раньше, чем вышла первая такая статья за рубежом, он предложил и обосновал идею управлением на основе прогнозирующих моделей. Носителей высокотехнологичных знаний можно разделить на три группы.

Прежде всего, это работники западных компаний. Вторая группа – сотрудники компаний-заказчиков, которые будут эксплуатировать системы высокотехнологичных решений, компаний, поддерживать их, и т.д. Третья группа – группа потенциальных носителей обсуждаемых знаний – студенты.



Валерий Потехин

Honeywell, обеспечивает глубокий системный подход в области промышленной автоматизации. Поэтому те предприятия, где уже готовы применить модели оптимизации производства,



готовы инвестировать разработки экономических НПУ. В первую очередь, именно такие предприятия являются приоритетными для заказчика.

Предприятия, применяющие модели оптимизации производства, приоритетны для заказчика

На сегодняшний день, мы в своём системном подходе стараемся делать акцент на взаимодействии с технологами, разработчиками задач управления, в частности, для разработки элементов защиты и безопасности. Можно сказать, что это все взаимосвязано. Нельзя будет применить на каком-либо производстве развитую экономическую модель, позволяющую решать вопросы оптимизации без современных технических средств АСУ ТП. Он обрабатывает информацию, обрабатывает непосредственно технологическим процессом, и, соответственно, улавливает все те параметры, которые также используются для тренажёра. Поэтому, при наличии такой проработка, для нас фактически будут существовать формализованные исходные данные, позволяющие разработать алгоритм безопасности. Соответственно, будут прорабатываться технологии, систематизироваться требования к АСУ ТП и, в частности, системе противоаварийной защиты, которую мы рассчитываем на случай аварийной ситуации.

Следует отметить, что первая задача – это снижение и исключение человеческого фактора, как фактора развития аварийной ситуации. Сегодня мы реально обсуждаем задачи максимальной автоматизации управления технологическими процессами.

Внедрение микропроцессоров в область управления сложными и опасными технологическими процессами может нести не только повышение функциональных способностей, а также приносить техногенную опасность. Можно привести пример с Саяно-Шушенской ГЭС, когда не сработала система автоматизации. На Западе уже давно были разработаны стандарты, которые регламентируют, а, значит, ограничивают применение микропроцессорных систем для управления опасными процессами. По данным исследования, проведенного Ростехнадзором, 70% систем противоаварийной защиты на нефтеперерабатывающих объектах не соответствует международным стандартам. Предприятия получили предписания. Но все пытаются схитрить и обойти.

Внедрение микропроцессоров в управление опасными технологическими процессами потенциально несет техногенную опасность

В обсуждении темы автоматизации производства неоднократно возникает вопрос внедрения технологий, несущих потенциальную опасность, ведущих к экономическим и техногенным катастрофам. Существуют ли барьеры на пути внедрения подобных технологий? Влияют ли на ситуацию нормативные документы, разрабатываемые Ростехнадзором?

Пятьдесят восьмым комитетом Ростехнадзора принят ГОСТ 061508 «Функциональная безопасность

электронных программируемых систем, связанных с безопасностью». Именно этот ГОСТ даёт систематизацию микропроцессов и систем, классы опасности и критерии безопасности, экономический ущерб и воздействие на экологию. Именно он даёт чёткую классификацию микропроцессоров, которые могут применяться для обеспечения безопасности на особо опасных объектах. В августе 2011 года принят следующий ГОСТ Р 061511 «Функциональная безопасность приборов автоматизации для перерабатывающих отраслей промышленности», который сужает область применения и даёт классификацию микропроцессов, отвечающих требованиям безопасности. Эту работу проводит 58 комитет «Функциональная безопасность» и 439 комитет, который называется «Автоматизированные системы». В «Правила взрывопожарной безопасности нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» должны быть внесены корректировки, которые детализируют применение микропроцессорных систем. Это нормативная база, в отношении которой ведётся сейчас работа. Экономический аспект – это страхование. На сегодняшний день уже проводился ряд подобных мероприятий со страховыми компаниями. Так, в 1998 г. Велось проектирование и строительство комплекса выработки и переработки нефти в Перми. Финансировал этот проект европейский банк реконструкции и развития. Мы выиграли этот тендер несмотря на то, что наше оборудование, которое установили на весь этот комплекс, было дороже на 10-15%, чем альтернативные технологии. Но качество превозобладало и решение было принято. Главным оппонентом решения был главный инженер этого производства, который говорил, что может принять только российскую нормативную базу. Спустя пол года благодаря этому внедрению, компании удалось снизить сумму страхового платежа на 1 800 000 долларов. И это с учётом, что внедренная система стоила 1 200 000. Вот это цена внедрения международных стандартов.

Александр Рубштейн

Существует очень важная тема – сопровождение систем. Как правило, высокоинтеллектуальная эффективная система – это сложная система и чтобы она функционировала ее надо профессионально сопровождать. *Каким должно быть сопровождение?*



Александр Богуцкий

Ключевой принцип нашей проектной деятельности заключается в том, что мы стараемся сформировать совместную команду. Т.е. это не только специалисты Nurelion. Это и специалисты



заказчика и, возможно, специалисты партнёра. Цель формирования такой команды – мы не только упрощаем выполнение проекта, но и решаем в последующем задачу передачи знаний.

Когда проект заканчивается, внедренная система входит в режим эксплуатации и встает вопрос ее поддержки. Заказчику комфортно, если рядом есть люди, которые по первому зову прибегут и скажут, какая кнопка нажата неправильно. Прежде всего, это специалисты самого же заказчика и мы стараемся, чтобы они были подготовлены в ходе выполнения проекта. В процессе совместного выполнения работ, происходит трансфер знаний в соответствующей области. Кроме того, в целом ряде случаев в «стандартном» плане проекта предусмотрен тренинг для представителей заказчика в начале проекта, когда совместная команда только сформирована. Та часть коллектива, которая представляет заказчика, получает необходимые знания для того, чтобы на все 100% включиться в работу. В ходе выполнения проекта тоже производятся тренинги разного уровня.



Михаил Черкасов

У каждой крупной международной компании схема работы одинакова. У нас существуют специальные программы для привлечения молодых студентов. И мы отправляем на стажировки за границу, чтобы учиться не только

внутри самой компании, но и на объектах некоторых клиентов. Естественно, мы очень плотно работаем с российскими университетами. Большое направление нашей компании – это работа с инжиниринговыми компаниями, системными интеграторами. Мы проводим обучение их специалистов у себя. Мы и многое перенимаем в их решениях. Есть примеры, когда приглашались российские инжиниринговые компании для решения задач зарубежных коллег.

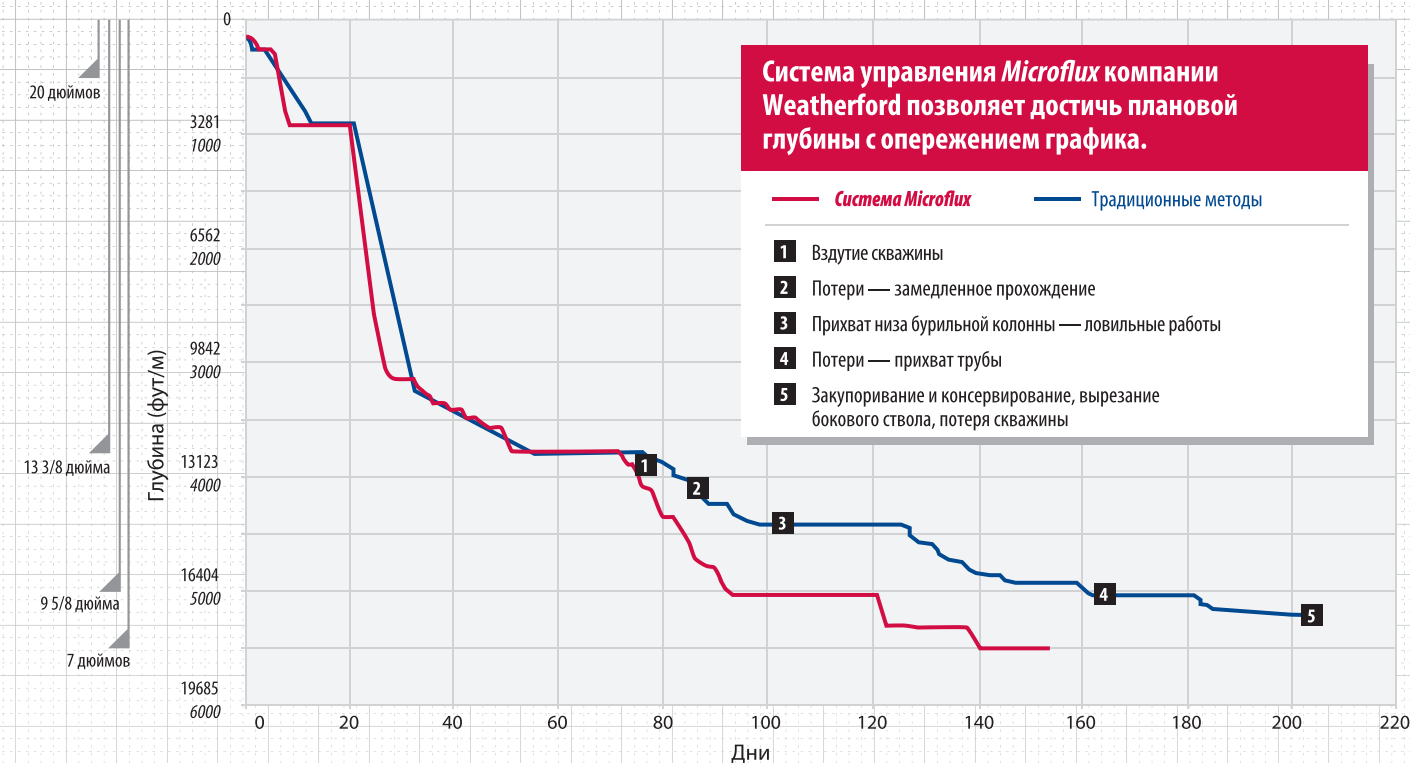
Александр Рубштейн

В конце прошлого века была стратегия: западные компании поставляют современное оборудование для реализации разработок научно-исследовательских и проектных институтов СССР. Жизнь показала, что постепенно по разным причинам мы теряли советско-российский научный потенциал. Но всё же сохранились у нас компании, которые эту преемственность сохранили. Наверное, там работали «уважаемые сумасшедшие», которые верили в светлое будущее АВТОМАТИЗАЦИИ... И они дожались, раз их привлекают для международных проектов. ●



Контроль над изменениями

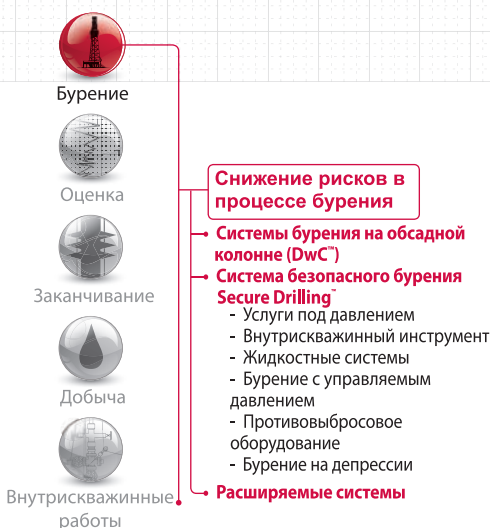
Возьмите под контроль изменения потока и давления в скважине, используя уникальную систему **Microflux™** компании Weatherford



Эта автоматизированная система измеряет, анализирует и контролирует изменения состояния скважины в режиме реального времени. Теперь вы можете бурить скважины, бурение которых ранее считались невозможным.

Система контроля *Microflux* компании Weatherford — это больше, чем бурение с управляемым давлением. Это — безопасное бурение.

Мы называем это **Tactical Technology™**. Вы можете назвать это «вкладом в надежный банк». Зайдите на наш сайт **weatherford.com/microflux** или **weatherford.ru** либо обратитесь к региональному представителю компании Weatherford. Мы можем изменить ваш взгляд на нефтесервисные услуги.



Перемены к лучшему™



weatherford.com, weatherford.ru

© 2010 Weatherford. Все права защищены. Включает фирменную и запатентованную технологию Weatherford.



HART-РЕВОЛЮЦИЯ от HONEYWELL

Honeywell и MTL помогают компании FertiNitro использовать широкие возможности протокола HART® и повысить производительность при одновременном снижении затрат на обслуживание

По всему миру установлены миллионы датчиков с поддержкой протокола HART®. Тем не менее, во многих случаях функциональные возможности HART используются весьма ограниченно или даже не используются совсем. Пользователи часто используют портативные устройства для решения таких задач, как ручное ведение записей.

Компания Fertilizantes Nitrogenados de Oriente (FertiNitro) приняла решение заменить используемые на своих объектах терминальные панели для подключения полевых устройств (FTA) без поддержки HART аналогичными модулями с поддержкой этого протокола, чтобы в полной мере использовать его возможности.

Для решения этой задачи корпорация Honeywell поставила

систему Field Device Manager (FDM) — надежное решение, обеспечивающее полную поддержку протокола HART. FDM дает пользователям свободу и гибкость в управлении и обслуживании HART-устройств, сокращая затраты на обслуживание и способствуя повышению производительности персонала. Кроме того, система поддерживает все универсальные, общие и специализированные для отдельных устройств команды, которые содержатся в файлах описания устройства HART (Device Description, DD), поставляемых изготовителями устройств.

Компания FertiNitro является крупнейшим в Венесуэле производителем удобрений и ежегодно выпускает примерно 1,5 млн тонн мочевины. В

октябре 2010 г. компания была национализирована; до национализации ее акционерами являлись компании Pequiven (35 %) и Koch Industries (35 %). FertiNitro является одним из основных мировых производителей азотных удобрений: суточные объемы производства аммиака составляют 3 600 тонн, а мочевины — 4 400 тонн.

Задачи

При разработке контрольно-измерительной системы для FertiNitro ключевым требованием была компоновка и монтаж терминальных панелей для подключения полевых устройств. Монтажные размеры этого оборудования должны были соответствовать конструкции монтажных каналов существующих

модулей FTA Honeywell. Имеющиеся на рынке продукты, конфигурация которых предусматривала резервирование, были признаны непригодными для данного проекта, поскольку модернизацию необходимо было провести в рамках планового останова завода. Альтернативное решение имело чрезвычайно высокую стоимость и предусматривало использование четырех различных компонентов. Поэтому его размеры для данного проекта были неприемлемы.

Объем работ Honeywell предусматривал поставку программного обеспечения и аппаратных средств FDM, а также оказание соответствующих услуг для внедрения поддержки протокола HART. При наличии 1 500 аналоговых контуров такое переоснащение представляло собой непростую задачу. Место в имеющихся шкафах было ограничено, модернизацию необходимо было провести в течение планового останова на техническое обслуживание, кроме того, новое решение должно было предусматривать простую процедуру реализации.

Решение

В целях разработки решения, отвечающего задачам проекта, корпорация Honeywell обратилась в MTL Instruments — подразделение компании Cooper Crouse-Hinds, одной из ведущих компаний по производству решений с поддержкой протокола HART.

После анализа спецификаций специалисты Honeywell выявили имеющиеся проблемы и разработали решение, соответствующее уникальным



потребностям FertiNitro. Компания MTL предложила устройства с поддержкой протокола HART, которые широко использовались Honeywell для считывания данных по протоколу HART с терминальных панелей FTA. Сотрудничество с MTL — как с местным офисом в Хьюстоне, штат Техас, так и с отделением MTL Development Engineering в Великобритании — позволило Honeywell быстро разработать надежное решение на базе проверенной в эксплуатации HART-технологии MTL. Выработанный в итоге подход предусматривал прямую замену существующих терминальных панелей FTA на аналогичные с совместимыми монтажными креплениями, клеммами для подключения полевых устройств и разъемами для системных кабелей, а также наличие встроенного разъема для HART-протокола.

Кроме конструкции FTA в предложениях MTL также было уделено внимание характеристикам новых кабелей, соединяющих HART-разъемы терминальных панелей FTA с HART-разъемами мультиплексоров MTL. Концы кабеля должны были находиться в разных шкафах, что означало необходимость в прокладке кабелей между шкафами под полом. Специалисты MTL специфицировали и поставили экранированные кабели, обеспечивающие требуемое качество сигнала в условиях возможных в данной ситуации помех.

Это революционное решение может быть использовано в будущих проектах модернизации, где потребуются функциональные возможности HART-протокола. Его можно интегрировать с существующими терминальными панелями FTA с поддержкой HART, предлагаемыми MTL, которые предоставляют резервированный и не резервированный HART-интерфейс для аналоговых входов и выходов.

Проект FertiNitro является хорошим примером тесного сотрудничества MTL и Honeywell, история которого насчитывает более 20 лет. Объединение опыта и знаний обеих компаний гарантируют успешную, своевременную и экономичную реализацию подобных проектов модернизации. ●

Пригласительный
билет

ipsa
Рекламные
СУВЕНИРЫ
ВЕСНА 2013

23-я СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ВЫСТАВКА РЕКЛАМНЫХ СУВЕНИРОВ,
БИЗНЕС-ПОДАРОКОВ И МАТЕРИАЛОВ
ДЛЯ ПРОМОУШН



5-7 февраля
МОСКВА 2013
МВЦ КРОКУС ЭКСПО

павильон 2
зал 5

Место проведения:

Москва, Международный Выставочный Центр «КРОКУС ЭКСПО»,
Павильон 2, Зал 5
Проезд до станции метро «Мякинино»,
выход к выставочным павильонам,
далее - 1 минута пешком.

Время работы выставки:

5 февраля 11:00 – 18:00
6 февраля 10:00 – 18:00
7 февраля 11:00 – 17:00

180
участников

Тематика выставки:

Рекламно-сувенирная и промоушн продукция, корпоративные
VIP подарки и сувениры, подарочная упаковка, призы и награды,
продукция предприятий народных промыслов, канцтовары,
оборудование и технологии, полиграфические, печатные
и прочие услуги рекламно-сувенирной индустрии.
На выставке Вы познакомитесь с традиционными бизнес-
сувенирами, а также новинками.
Вы сможете задать вопросы профессионалам сувенирного
рынка и получить компетентные ответы.
Данная выставка поможет в выборе и заказе сувенирной
продукции для Вашей компании.

ТЕПЕРЬ МОЖНО ДОЕХАТЬ НА МЕТРО!

Организатор:
000 «ИПСА Рекламные Сувениры» (ИПСА), Департамент IPСА-EXPO
тел.: (495) 505 08 74; e-mail: ipsa@ipsa.ru

www.ipsa-expo.com

Информационный партнер выставки:
WWW.SUVENIR.SEGMENT.RU –
отраслевой ресурс индустрии сувениров и подарков.

КАК РОССИЯ ПЕРЕЖИВЕТ ПОРАЖЕНИЕ В СИРИИ?



Ричард Гоуэн

Пережить поражение и справиться с ним – это один из величайших навыков, каким может обладать дипломат.

Для Лаврова такой проигранной войной является конфликт в Сирии.

Москва настаивает на том, что единственно возможное решение по урегулированию конфликта – это переговоры с участием терпящего поражение правительства в Дамаске. Но сейчас очень велика вероятность того, что Россия окажется на обочине, когда повстанцы возьмут верх.

Это станет для нее катастрофой по многим направлениям. Путина и его помощников тревожат связи, существующие между радикальными исламистскими группировками Сирии и российским Кавказом. Если Россия не сумеет защитить президента Башара аль-Асада, это ослабит остатки ее влияния на Ближнем Востоке, и прежде всего – в Иране. Китай, поддерживавший Россию в ООН, также будет недоволен.

Кроме борьбы за живучесть и ликвидации последствий Лаврову и Путину необходимо шире и масштабнее подумать о



том, как защитить потрепанные российские претензии на статус великой державы после того, как их сирийские клиенты будут разгромлены.

МОСКВА ДАЛА СТАРТ ЮЖНОМУ ПОТОКУ: У КИЕВА ОСТАЕТСЯ ВСЕ МЕНЬШЕ КОЗЫРЕЙ НА ПЕРЕГОВОРАХ



Роман Цимбалюк

В России состоялось событие, которое в ближайшем будущем может пошатнуть транзитный статус

Украины. Возле российской Анапы торжественно открыли строительство Южного потока.

«Южный поток – это более чем эффективный проект. Объясняется это очень просто: сегодня транзитный тариф мы платим компаниям, которые представляют транзитные страны. С реализацией проекта Южный поток мы будем платить транзитный тариф сами себе. Будем перекладывать из одного своего кармана в другой», – по-простому объяснил преимущества проекта глава Газпрома А. Миллер.

Подсчеты свидетельствуют, что трубы по дну Балтийского и Черного моря действительно могут полностью лишиться Украину транзитной выручки. Но, кроме прокачки газа, необходимо иметь еще и систему его хранения в Европе.

Такими возможностями как раз и обладает украинская ГТС – с сетью подземных газовых хранилищ общим объемом около 30 млрд. м³ газ.

А значит, на переговорах с Москвой у Киева остается хотя бы этот козырь. Но чтоб его использовать правильно, историй, подобной скандалу со строительством LNG-терминала в Одесской области, быть просто не должно. ●



Верная комбинация

NOV Downhole

Сочетание лучших технологий от ReedHycalog® и NOV®
Downhole для создания лучшей КНБК в отрасли

- Буровые долота ReedHycalog – шарошечные долота, долота с фиксированными резцами и импрегнированные долота
- Прямые и ВЗД с углом перекоса – Hemidril®, PowerPLUS™, ВЗД с квадратным сечением
- Инструменты для капитального ремонта и заканчивания скважины – ГНКТ, контроль потока, оборудование для заканчивания скважины
- Буровое оборудование – ясы, осцилляторы Agitator™, амортизаторы, усилители ясов Intensifier™, немагнитные УБТ
- Увеличение диаметра скважины – расширители переменного диаметра, бицентричные долота, бицентричные и традиционные расширители
- Сервисы по отбору керна – Традиционный и Express® сервисы
- Передовые решения в бурении – Оптимизация показателей бурения, комплекс решений по снижению вибраций
- Ловильный инструмент Bowen™ – наружный и внутренний ловильный инструмент, фрезерное и режущее оборудование, ударные компоновки и другое оборудование для ремонта скважины
- Сервисное оборудование – установки для свинчивания/развинчивания резьбовых соединений, установки для навинчивания скважинного инструмента, испытательные стенды

Свяжитесь с вашим представительством NOV DOWNHOLE по электронной почте или через веб-сайт для получения дополнительной информации о полной линейке продукции компании и предоставляемых услугах.

E-mail: DH-RUS-Sales@nov.com
Tel.: +7 (495) 287 26 67

DOWNHOLE

NOV NATIONAL OILWELL VARCO

One Company. . . Unlimited Solutions

www.nov.com/downhole

© 2012 National Oilwell Varco
D392002336-MKT-010 Rev 01



Участники
рынка
СУГ и СПГ



Участники
конференции СУГ и СПГ



В. Ревенков



Н. Лавров и президиум саммита Глобальная энергия



Мустафа Осман Исмаил



К. Лятс



В. Scott



В. Питула



Г. Гиллер



Участники III международной конференции
Нефть и газ Восточной Сибири



Е. Компасенко



А. Новак



В. Удовенко



Участники конференции
нефтегазшельф 2012



О. Бударгин



Представитель
компании Total



Л. Рубан



К. Столповитский



А. Дмитриевский

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



ТАНКЕР «ЭКОМАР»

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип судна	нефтеналивное
Позывной сигнал	УЕВЖ (UEWV)
Идентификационный номер ИМО (IMO №)	7804948
Порт регистрации	Большой порт Санкт-Петербург
Место и время постройки	Голландия, 1979
Главный материал корпуса	сталь
Число и мощность машин	1 x 1650 кВт
Главные размерения по Меритальному свидетельству, выданному Российским Морским Регистром судоходства от 08.05.2009 г. за № 09.04768.120:	
Длина	67,48 м
ширина	12,00 м
высота борта	6,00 м
емкость валовая	1571 рег.т.
емкость чистая	471 рег.т.
номер и дата регистрации в Государственном судовом реестре России	30-3423 от 05.10.2010 г.
район плавания в соответствии с классификационными документами	LC, NLL: ограниченный R2 – плавание с высотой волны 3% обеспеченности 7,0 м. и с максимально допустимым удалением от места убежища 100 миль и с допустимым расстоянием между местами убежищ не более 200 миль; SEC: A1; NOSG: без ограничений
класс	KM Ice3 R2 AUT2 Oil tanker (>60°C) (ESP)
водоизмещение в полном грузу	2957 т.
грузоподъемность чистая	1386,72 м
тяжелого топлива	+ 195,66 м
дизельного топлива	
Дедвейт	1965 т.
осадка в балласте / полном грузу (м.)	4,2 / 5,3

скорость хода в балласте / полном грузу / эксплуатационная (узл.)	11 / 10,5 / 11
флаг судна	Российская Федерация
расходуемое топливо / норма расхода топлива	дизельное топливо, ТМС (MGO)
ДГ №1 –8NVD 26A-2 –66800 г/час, Нагрузка 100%. ДГ №2 –6NVD 26A-2 –49700 г/час, Нагрузка 100%. АДГ 4VD 21/15-2 –21600 г/час, Нагрузка 100%. ГД 6M453 АК –262 кг/час, Нагрузка 100%. Грузовой котел №1 WWB-06 –40 кг/час, Грузовой котел №2WWB-06 –40 кг/час, Вспомогательный котел 85DNH390 –9 кг/час. Итого: 467,5 кг/час (без АДГ)	
система подогрева груза	судно оснащено системой подогрева груза, способной поддерживать груз при температуре, достаточной для проведения грузовых, бункеровочных операций и для перевозки груза в соответствии с условиями настоящего чартера
Судно оборудовано следующими грузовыми системами: топливными насосами для проведения грузовых и бункеровочных операций: Тяжелое топливо: № 1 –Allweiler 2Д170/68H04S1-03; производительность: 120 м3/час; № 2 Allweiler 2Д170/68 H04S1-03; производительность: 120 м3/час; Дизельное топливо: 3В 63/25-50/4Б, производительность: 50 м3/час. количество автономных грузовых систем: Тяжелого топлива – 1, дизельного топлива – 1 объем грузовых танков, оборудованных подогревом: объем 100% -1457.4 куб.м.	

МНОГОЦЕЛЕВОЙ ТАНКЕР

ОАО Зеленодольское проектно-конструкторское бюро

1. Оборудование
и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа
и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ			
Дедвейт	1200 т.	2000 т.	3000 т.
Длина наибольшая, м	58	94	96
Ширина, м	12	12	15,8
Высота борта на миделе, м	5,6	6,1	6,3
Осадка, м	4,0	4,0	4,2
Скорость хода, уз	12	12	12
Дальность плавания, миль	1000	1000	1000
Автономность, суток	10	10	10
Экипаж, чел	6	6	6
Главный двигатель, кВт	2 x 500	2 x 6500	2 x 800

Судно-бункеровщик предназначено для доставки 3-х сортов нефтепродуктов.

Судно спроектировано на Класс Российского Морского Регистра судоходства – КМ А1 (нефтеналивное)

Танкер соответствует требованиям Международных конвенций. Грузовая система выполнена автономной с применением погружных грузовых насосов. Размещение экипажа в одноместных каютах.

Навигация, радиосвязь соответствует району эксплуатации и классу судна. ●

ТАНКЕР «ИТИЛЬ»

СМЕШАННОГО (РЕКА / МОРЕ) ПЛАВАНИЯ

ПРОЕКТ 15230

1. Оборудование
и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа
и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ2 II А1 (нефтеналивное).

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

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 800 куб. м/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив интенсивностью до 1000 куб. м/ч. Мощность электростанции 650 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования.

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

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт (река/море), т	3910/5550
Грузоподъемность (река/море), т	3650/5100
Длина наибольшая, м	123,7
Ширина наибольшая, м	15,8
Осадка по грузовую марку (река/море), м	3,65/4,55
Скорость спецификационная, км/ч	20
Дальность плавания, км	7500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 «Вяртсиля»
Мощность максимальная длительная, кВт	2x1320
Экипаж, чел	11

МНОГОЦЕЛЕВОЙ ТАНКЕР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Класс Российского Морского Регистра судоходства – КМ А1.

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

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

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

МОРСКОЙ ТАНКЕР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС

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

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

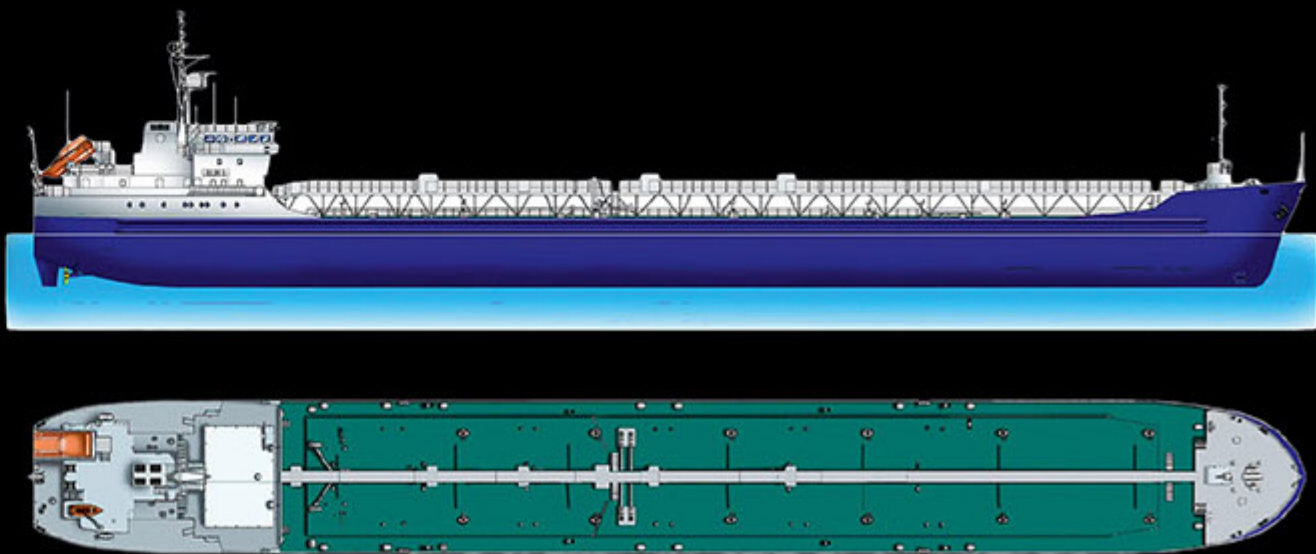
Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м3/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив

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

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

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



ТАНКЕР-ВОДОЛЕЙ «ТВ-1200»

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



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

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

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

ТАНКЕР-СНАБЖЕНЕЦ «САХАРА»

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра Судоходства.

Назначение – обеспечение потребителей берегового базирования, а также кораблей и судов, находящихся на рейде и выполняющих непрерывный рейс, топливом, пресной водой и другими (сухими) грузами.

Судно имеет двойные борта и двойное дно, оборудовано погружными грузовыми насосами и краном. Для возможности передачи топлива и воды судам и кораблям на ходу траверзным способом на волнении моря 3 балла и силе ветра до 5, 5 м/с по шкале Бофорта на судне установлено устройство типа В2-400.

Навигация и радиосвязь отвечает требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПОу и др. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Водоизмещение полное, т	ок. 3000
Длина наибольшая, м	84,0
Длина между перпендикулярами, м	75,2
Ширина, м	12,0
Высота борта на миделе, м	5,3
Осадка, м	4,5
Скорость хода, узл	ок. 13
Мощность главного двигателя, кВт (л.с.)	1300 (1750)
Экипаж, чел	9
Грузоподъемность, т	1300
в том числе:	
топливо	800
вода	400
сухие грузы	100

« Не так труба
кормит, как ее
ответвления»

Павел Бородин



« Контролируя нефть,
вы контролируете
целые государства;
контролируя
продовольствие, вы
контролируете народ»

Генри Киссинджер



« Рынок, который не насыщался
хорошим продуктом, очень
быстро насыщается плохим»

Генри Форд

« Три вещи делают нацию
великой и благоденствующей:
плодоносная почва, деятельная
промышленность и лёгкость
передвижения людей и товаров»

Френсис Бэкон

« Если нефть королева,
то Баку ее трон»

Уинстон Черчилль



ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК



Надежный сибирский банк!

- ♦ Ханты-Мансийский банк – один из крупнейших банков России, Западной Сибири и Урала.
- ♦ Высокие международные кредитные рейтинги.
- ♦ Банковские услуги, кредиты, депозиты для бизнеса.
- ♦ Private Banking – банковские услуги для VIP-клиентов.

khmb.ru

(3467) 390-800

ОАО ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК, генеральная лицензия ЦБ РФ № 1971

ЕДИНЫЕ ЦЕЛИ - ЕДИНЫМИ СИЛАМИ



ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ

консорциум геологоразведочных предприятий