

# НЕФТЕГАЗ

NEFTEGAZ INTERNATIONAL



WWW.NEFTEPIXEL.RU





группа компаний  
РУСГАЗИНЖИНИРИНГ

## УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА

ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ  
И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА И НЕФТИ

ERC-CONTRACTOR

Проектирование Производство и поставка Управление строительством Сервис



Россия Болгария Венесуэла Туркменистан Украина Узбекистан Казахстан

## ТЕХНОЛОГИИ ИМЕЮТ ЗНАЧЕНИЕ

Группа компаний «РусГазИнжиниринг»  
Адрес: 142100, Московская область, г. Подольск, ул. Федорова, д. 34, пом. 1, 2  
Тел.: +7 (495) 926-65-67 (многоканальный), +7 (4967) 69-91-57, 69-55-71, 63-09-34  
Факс: +7 (4967) 69-97-57  
E-mail: info@rusgazen.ru  
www.rusgazen.ru



## Содержание

ОТ РЕДАКТОРА .....	6
ИНТЕРВЬЮ С ВИЦЕ-ПРЕЗИДЕНТОМ НЕМЕЦКОГО КОНЦЕРНА BARTES GROUP ПО ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ И СТРАНАМ СНГ АЛЕКСАНДРОМ ШУЛЬГОВСКИМ .....	8
А ЧТО У ВАС В РЕЗЕРВУАРЕ? МОЩНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДИАГНОСТИКИ УРОВНЕМЕРОВ ROSEMOUNT .....	11
СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ ИМС .....	15
ВОДОИЗОЛИРУЮЩИЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНУ .....	20
АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ АМК «ГОРИЗОНТ» ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ .....	22
ИТОГИ 2010 ГОДА И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛОГО БИЗНЕСА В НЕФТЕДОБЫЧЕ РФ .....	24
ВЛИЯНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА СВОЙСТВА ПРОПАНТОВ .....	28
АВО «АЙСБЕРГ» В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ОХЛАЖДЕНИЯ .....	30
ПЕРМСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ «БУРТЕХНОЛОГИИ» .....	32
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СОЗДАНИИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ .....	35
ООО ТОРГОВЫЙ ДОМ «ВОЛГАПРОМСЕРВИС» .....	36
МОНТАЖ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ: ТРАДИЦИИ И НОВАЦИИ .....	38
ООО «ГАЗХОЛОДТЕХНИКА». НОВЫЕ ПРОЕКТЫ .....	40
КАБЕЛЬНАЯ СИСТЕМА «ГЕРДА» .....	44
ОАО «ГИПРОВСТОКНЕФТЬ» ГОТОВИТСЯ ОТМЕТИТЬ СВОЁ 65-ТИ ЛЕТИЕ .....	47
САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ: СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ И ОСНОВНЫЕ ПУТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ (УТИЛИЗАЦИИ) ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ) .....	48
ОАО «ГИПРОКАУЧУК» - 80 ЛЕТ ТРАДИЦИЙ И ИННОВАЦИЙ В ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	50
ПРИМЕНЕНИЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА ПРИ СЕЙСМОРАЗВЕДЧНЫХ РАБОТАХ НА МЕЛКОВОДЬЕ И В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ .....	52
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК И ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ТЕХНИКА .....	54
СОЛЬ ЗЕМЛИ .....	56
МЕТОД РАСЧЕТОВ ВЕРОЯТНЫХ ЗАТОПЛЕНИЙ ПОЛОВОДЬЯМИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА .....	58
ЗАО «КЭПТИВ НЕФТЕМАШ» – ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ .....	60
ПРИРОДНАЯ ДЕГРАДАЦИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД И ЕЕ СПЕЦИФИКА В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ .....	62



РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ГЛУБОКОЙ ОЧИСТКИ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ .....	66
ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ОСОБО УСТОЙЧИВЫХ ВОДО-НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ЖИДКИХ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ .....	70
ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПО КОНЦЕНТРИЧЕСКИМ ЛИФТОВЫМ КОЛОННАМ .....	72
НТЦ «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА». 15 ЛЕТ НА СТРАЖЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА .....	74
УКМТ – НОВОЕ СЛОВО В РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ .....	75
АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ СПОСОБЫ ВЫВОДА СКВАЖИН ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН .....	77
ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ РАЗРАБОТКИ – ПРОПУЩЕННОЕ ЗВЕНО ПРОЦЕССА ПОНИМАНИЯ РЕЗЕРВУАРА? .....	82
МИКРОЗИМ™: БИОТЕХНОЛОГИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТЕРРИТОРИЙ ОТ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ .....	84
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ПО УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ) ....	87
ОАО «САТУРН – ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ» – ЛИДЕР РОССИЙСКОГО ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИЯ .....	91
НИЗКОВОЛЬТНАЯ КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА В КОМПЛЕКТНОЙ ПОСТАВКЕ С САУ .....	96
АНАЛИЗ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АНАЛИЗАТОРЕ СЕРЫ РЕНТГЕНОВСКОМ ФЛУОРЕСЦЕНТНОМ ВОЛНОДИСПЕРСИОННОМ СПЕКТРОСКОПЕ SW-D3 .....	99
ВОЗДУШНЫЕ И ПРОЧНЫЕ .....	100
ПЕРЕДОВАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ .....	102
НЕФТЕГАЗ ОТ «ТРАСТ» .....	104
УРАЛМАШ НГО ХОЛДИНГ – ПРОДОЛЖЕНИЕ СЛАВНЫХ ТРАДИЦИЙ .....	107
ТЕХНОЛОГИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ ПЛАСТОВ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА .....	110
МОДУЛИ СЕРИИ DCS-2000С – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОНТРОЛЛЕРОВ ЭМИКОН .....	112



► **Всего один принцип измерений открывает 1001 возможность**  
**Массовые расходомеры**

- Полный номенклатурный ряд измерительных приборов для различных применений
- Высокая точность измерений даже при резких колебаниях температуры и изменении параметров рабочей среды
- Тантал: опциональный материал измерительной трубы для высокой надежности в агрессивной среде



**DPTMASS 1300**  
 Массовый расходомер в стандартной комплектации с оптимальным соотношением цена/качество



**DPTVALSCH 4071**  
 Для агрессивных жидкостей



**DPTMASS 2300**  
 Премиальное решение для крупнотоннажного налива и отгрузки

Информационно-аналитическое издание «Нефтегаз INTERNATIONAL»  
 Учредитель ООО ИД «НЕФТЕГАЗ МЕДИА»

Директор  
**Григорий Фомичев**  
 neftepixel@neftepixel.ru

Директор по маркетингу  
**Игорь Гетманский**  
 Ig\_neftegaz@msm.com

Директор по распространению  
**Дмитрий Бардин**

Менеджер по продажам  
**Елизавета Поллу**

Корректор  
**Мария Фомичева**

Компьютерная верстка  
**Нина Вдовенко**  
 nv\_63@mail.ru

**Анна Мрыга**

Главный редактор  
**Д.В. Пономаренко**

Адрес редакции  
 443082 г. Самара,  
 ул. Тухачевского, 46 – 19  
 Тел. (846) 242-94-89  
 Тел. 44-126-841-0594  
 Сайт в Интернете [www.neftepixel.ru](http://www.neftepixel.ru)

Издание зарегистрировано  
 Федеральной службой по надзору  
 за соблюдением законодательства в сфере  
 массовых коммуникаций и охране  
 культурного наследия. Свидетельство  
 о регистрации средства массовой  
 информации ПИ № ФС77-25555  
 от 07 сентября 2006 г.

«Нефтегаз INTERNATIONAL»  
 Распространяется бесплатно  
 для сотрудников нефтегазовой  
 промышленности.

Использование материалов журнала  
 допускается только с письменного  
 разрешения редакции.

Все предоставленные материалы  
 и услуги имеют необходимые лицензии  
 и сертификаты.

Редакция журнала не несет  
 ответственности за содержание  
 рекламных материалов.

Тираж 20000 экз.



## От редактора



**Дмитрий Владимирович  
ПОНОМАРЕНКО** –

Главный редактор журнала  
«Нефтегаз International», заведующий  
Центром инновационных технологий  
строительства и эксплуатации нефтегазовых  
скважин Института проблем  
нефти и газа РАН

«Почти всегда бывает так, что мы редко управляем событиями, но события ведут нас за собой», — эту фатальную мысль высказал Вольтер, узнав о страшной трагедии, потрясшей Португалию 1 ноября 1755 году. В День всех святых Лиссабон был разрушен серией мощных подземных толчков, после чего пятнадцатиметровая волна смыла нижний город. Жертвами стихии стали 30 тысяч человек.

Управлять подобными событиями человечество не научилось до сих пор. Спустя 255 лет и 8 месяцев аналогичная катастрофа произошла в прибрежных зонах северо-востока Японии. Но трагедия усугубилась еще и техногенными бедствиями. Авария на АЭС «Фукусима-1» обнажила новую глобальную плоскость катастрофы. Радиоактивное заражение обширных территорий, бегство сотен тысяч людей из мест их постоянного проживания, встряска экономики, обнищание масс — это только часть вызовов, которые возникли после недавнего крупного землетрясения. Несомненно, эта трагедия не будет последней в истории современной цивилизации.

События продолжают вести человечество за собой, несмотря на, казалось бы, его мощную научную и техническую вооруженность. Если мы не научимся управлять стихиями, этот фатальный маршрут закончится гибелью всего живого на Земле.

Наука порождает проблемы. Она же их и решает. Необходимо неустанное и непрерывное наращивание опыта и знаний для преодоления экологического кризиса, который является ярким проявлением нашего неумения жить в гармонии с природой.

Журнал «Нефтегаз International» предоставляет свое информационное пространство авторам статей, научный и практический опыт которых очень полезен. Читатели нашего журнала смогут познакомиться и с результатами академических изысканий, и с опытом полевых и промышленных работ в нефтегазовой сфере экономики.

«Для великих дел необходимо неутомимое постоянство», — заметил как-то Вольтер. Неутомимое постоянство в поиске оптимальных моделей управления природными и техногенными рисками, несомненно, дело великое и благодарное. Коллектив журнала «Нефтегаз International» совместно с нашими авторами вносит свой скромный вклад в этот многотрудный процесс.

Буровая компания «Евразия»



Ваш надежный партнер

[www.bke.ru](http://www.bke.ru)





**Александр ШУЛЬГОВСКИЙ,**  
вице-президент по Восточной Европе и странам СНГ  
немецкого концерна BARTEC GROUP

**– Александр, прежде чем мы с Вами поговорим о бизнесе BARTEC в России и в мире, расскажите немного о себе.**

– Я родился в 1966 году в Советском Союзе в маленьком городе Кинешма на Волге. Мои родители были целинниками, папа из Белоруссии, мама из России, жили мы в городе Актюбинск в Казахстане. В 1983 году я закончил среднюю школу и уехал в Москву, поступил в Московский Институт Стали и Сплавов на технологический факультет, который успешно закончил в 1988 году по специальности «Автоматизация металлургического производства». По окончании института вернулся в Актюбинск на металлургический завод, 4 года работал инженером по автоматизации. Именно там я познакомился со своей будущей женой. В 1992 году у нас с женой появилась возможность выехать на постоянное место жительства в Германию. Сразу по приезду в Германию у нас родилась дочь.

Естественно, с распостёртыми объётами нас в Германии никто не ждал, скорее наоборот. Был и языковой барьер, и необходимость заново подтверждать свою квалификацию, осваивать навыки работы в новом социальном обществе.

За 18 лет я прошёл путь от простого электрика на строительной площадке до вице-президента в крупном концерне. В 2009 году я получил второе, уже экономическое высшее образование, закончив заочно университет в городе Хаген (Хаген, Германия).

В зоне моей ответственности дочерние предприятия BARTEC в России, Польше, Словении, Чехии, Венгрии, Казахстане плюс около 20 партнерских структур в других странах региона. Более 70 % своего рабочего времени я нахожусь в командировках, ведь деятельность нашего концерна продолжает стремительно развиваться по всему миру. Есть планы открыть новые дочерние предприятия в Азербайджане, Белоруссии, Турции.

**– В чём секрет Вашего личного успеха?**

– Никогда нельзя останавливаться, каждый день для меня – это поиск и решение принципиально новых задач. Только так можно идти вперёд и достичь достойных результатов.

И конечно всего этого невозможно было бы добиться без моей любимой жены Лены. В 2006 году у нас родился сын, это было как подарок Бога. Сейчас мы чувствуем себя лет на 20 моложе и смотрим на мир совершенно другими глазами.

**– Александр, расскажите немного о Вашей компании.**

– В далёком 1975 году Райнхольд Барлиан основал компанию BARTEC BARLIAN Technik в городе Бад Мергентхайм. Начался бизнес в буквальном смысле слова в маленьком гараже с производства маленького взрывозащищенного выключателя для бензозаправок, далее компания стала развиваться. Появлялись новые технологические задачи, решением которых становились наши инновационные продукты.

В настоящий момент BARTEC GROUP – это несколько десятков продуктовых линеек взрывозащищенного оборудования, 10 заводов по всему миру, более 50 представительств, примерно 1500 сотрудников, из которых добрая половина занимается инжинирингом и разработкой новых продуктов и решений. И вся наша работа посвящена защите людей, защите окружающей среды, обеспечению безопасности компонентов, систем и установок на опасных производствах.

**– Если концерн насчитывает почти полувековую историю, то почему только в 2010 году было принято решение выйти на российский рынок и организовать дочернее предприятие, неужели все эти годы рынок России был неинтересен для Вас?**

– Рынок России всегда был и будет интересным для любой европейской компании, поскольку именно здесь происходит стремительное экономическое развитие. Даже вопреки сложной финансовой ситуации, строятся новые предприятия, обустроаются месторождения. Россия перенимает и создаёт новые технологические цепочки в переработке нефти, газа, ведётся добыча редкоземельных металлов и угля. Развиваются именно те отрасли, в которых продукты BARTEC необходимы и традиционно востребованы.

Вы будете удивлены, но поставки оборудования BARTEC в Россию идут с 70-х годов. Сегодня на каждом предприятии нефтегазовой отрасли, и не только, Вы найдёте наше оборудование – посты управления, электродвигатели, анализаторы, взрывозащищенные шкафы управления. Всё это оборудование приходило в Советский Союз в составе технологических установок. Значительный объём конечных выключателей поставляется в составе электроприводов задвижек европейских производителей.

Решение об открытии 100% дочернего предприятия в России назревало давно, но мы понимали, что выходить на российский рынок можно только после соответствующей подготовки. И все эти долгие годы мы готовили новые продукты, получали разрешительную документацию, обучали российских специалистов, расширяли производства в Европе под нужды российского Заказчика, изучали новые рынки сбыта.

И в июне 2010 г. нами было открыто официальное российское представительство в Москве – ООО «БАРТЕК Рус».

**– Какие продукты, в первую очередь, BARTEC Рус будет предлагать российским заказчикам?**

– С первого дня работы нашей дочерней компании, Заказчику в России стали доступны все продукты, которые BARTEC выпускает на своих предприятиях и реализует по всему миру.

По каждому продукту Вы можете получить оперативную и исчерпывающую информацию – сроки и условия поставки, технические характеристики, особенности эксплуатации.

По мере формирования спроса мы будем расширять ассортимент складских позиций. Комплектуем систем промышленного электрообогрева, нагревательные кабели, посты управления, стандартная коммутационная аппаратура – все это есть на нашем складе в Москве.

Что касается направлений развития бизнеса в России, то их несколько.

Первое направление – системы промышленного электрообогрева. Данный продукт уже хорошо знаком российскому рынку. Здесь мы выполняем работы «под ключ» совместно с ООО «НПФ ЭИТЭК».

Второе направление – поставки комплектующих для российских производителей взрывозащищенного оборудования. В рамках этого направления развивается наш самый амбициозный проект – работа с OEM – производителями. Для постоянных Заказчиков уже сейчас действуют индивидуальные складские программы.

Третье направление – рудничное и шахтное оборудование. Это направление охватывает очень специфические рынки, но и здесь, я уверен, что мы покажем высокие результаты развития.

Очень перспективны и интересны для нас направления измерительной техники, прежде всего анализаторы для НПЗ и гигрометры, системы громкоговорящей связи и оповещения, мобильные компьютеры и телефоны, автоматизация и, конечно, инжиниринг.

В последствии количество направлений будет увеличиваться, появятся новые продукты, рынки, технологии.

Работы много, работа интересная, и всех, кто желает принять участие в развитии нашего бизнеса, или решил построить бизнес вместе с BARTEC – приглашаем к сотрудничеству.

**– Каким Вы видите развитие бизнеса BARTEC в России в ближайшем будущем?**

– В Европе уже много лет BARTEC не просто реализует серийную продукцию. Основной наш бизнес направлен на решение новых технологических задач. Зачастую, для каждого Заказчика мы разрабатываем индивидуальный продукт. Это достаточно сложная, трудоёмкая, но очень интересная работа, которая позволяет не только получить новый опыт, запустить в производство новые линейки продукции, но и построить с Партнером дружеские доверительные отношения. Уверен, что такой подход к построению бизнеса найдёт отклик и в сердцах российских Заказчиков.

Большое внимание мы уделяем локализации производства на территории России. На первом этапе, уже в 2011 году, будет организована сборка взрывозащищенных распределительных коробок для систем промышленного электрообогрева. Поставка комплектующих для сборки будет осуществляться с завода BARTEC VARNOST (Словения). Это позволит значительно сократить срок поставки продукции конечному Заказчику. За качеством сборки в России будут следить немецкие специалисты.



**– В чём Вы видите следующую ступень развития Российских производств нефтегазовой отрасли?**

В настоящий момент перед любым предприятием России остро стоят задачи связанные с повышением экономической эффективности, качеством выпускаемой продукции, оптимизацией технологических процессов, соблюдением экологических норм, требований директив программы энергосбережения, повышением безопасности персонала.

Эти задачи невозможно решить без оперативного сбора и анализа информации со всей площадки предприятия. Причём контроль над всеми параметрами должен осуществляться в режиме реального времени.

И следующей ступенью развития производств нефтегазовой отрасли в России, на мой взгляд, будет внедрение автоматизированных систем оперативного контроля.

В Европе подавляющее большинство предприятий такими системами уже оборудовано. В единую базу данных стекается информация от каждого сотрудника, каждого датчика в технологическом процессе. Это позволяет снизить объём бумажных документов, сократить время принятия решений, оперативно реагировать на любую нештатную ситуацию, планировать закупки запчастей, проведение регламентного обслуживания оборудования, минимизировать влияние человеческого фактора на производственный процесс.

С применением оборудования BARTEC уже реализован ряд крупных проектов, связанных с автоматизации опасных производств. Наши Заказчики в Европе, Америке, странах арабского региона уже оценили эффект от эксплуатации данных систем.

Уверен, что и в России такие проекты будут в скором времени реализованы.

**– Александр благодарю Вас за содержательную беседу, что бы хотели пожелать нашим читателям.**

– Приглашаю всех хотя бы на несколько минут окунуться в мир BARTEC и посетить наши стенды на предстоящих выставках в Уфе и Москве. Уверен, что каждый из Вас найдёт что – то для себя, новое и интересное.

От себя лично желаю всем читателям журнала и их близким крепкого здоровья и мира.



## А что у вас в резервуаре? Мощный инструмент диагностики уровнемеров Rosemount

На рынке представлено множество различных средств измерения уровня от разных производителей, сходных по принципу действия, функциональности, конструкции и так далее. Но всё же, их отличает интеллектуальная «начинка», позволяющая работать со средством измерения как с технологической единицей, способной общаться с операторами, своевременно донося необходимую информацию не только о переменных процессах в конкретной точке измерения, но и вести оперативную диагностику с целью предупредительного обслуживания и исключение ненужных остановов. Одним словом, интеллектуальность и расширенные диагностические возможности средств измерений – это не дань современной моде, а необходимые инструменты для обеспечения непрерывности процессов и безопасности производства, а также сокращения издержек, связанных с обслуживанием КИП. Именно этому и посвящен данный краткий обзор инструментов диагностики уровнемеров Rosemount.

Многие из вас знают из практики, что радарные уровнемеры Rosemount от компании Emerson Process Management имеют расширенные диагностические возможности, позволяющие инженерам КИПиА проводить диагностику состояния не только непосредственно средства измерения, но и состояния технологического процесса и обстановки в резервуаре. Посмотрим,

что можно увидеть, используя такой инструмент диагностики, как график эхо-сигнала. Фактически, график является «снимком» картины, которую наблюдает радарный уровнемер. При возникновении различных проблем, зачастую, приходится собирать и систематизировать отрывочную и противоречивую информацию. Используя график эхо-сигнала, можно точно оценить обстановку внутри резервуара и принять соответствующие меры для устранения проблем, причем, не только по факту их возникновения, но и превентивно.

Рассмотрим общий вид графика эхо-сигнала (рис. 1):

На графике эхо-сигнала могут наблюдаться следующие эхо-сигналы:

- **Опорный эхо-сигнал**

это эхо-сигнал начала зонда. Уровнемер использует его как начало отсчёта. Имеет отрицательную амплитуду. Опорный эхо-сигнал должен присутствовать практически во всех случаях, за исключением ситуации, когда зонд полностью или почти полностью погружен в среду с высокой диэлектрической постоянной (более 10).

- **Эхо-сигнал поверхности среды**

в нормальных условиях измерения так же должен присутствовать, и волноводный уровнемер измеряет по нему расстояние до поверхности и уровень продукта в резервуаре.

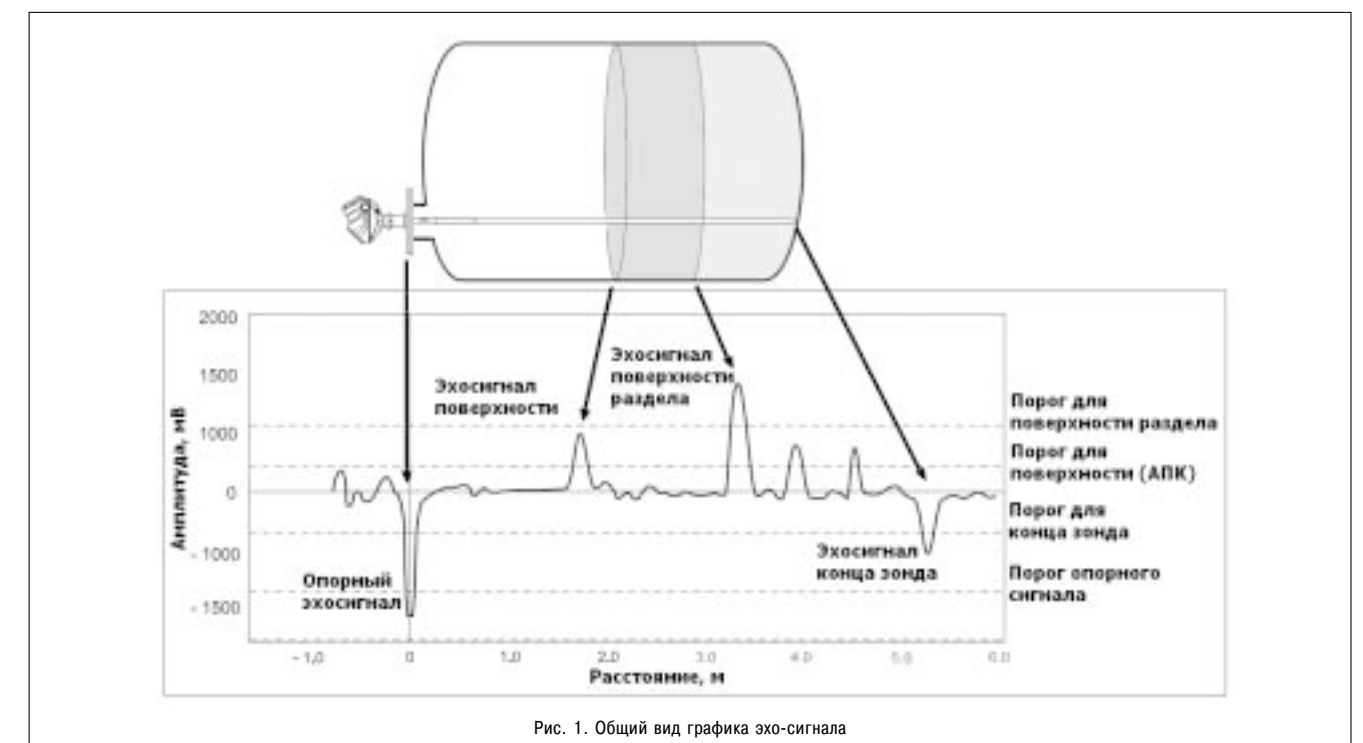


Рис. 1. Общий вид графика эхо-сигнала

**У Вас ответственный процесс и промахи недопустимы?  
Требуется оперативная информация о состоянии  
процесса, но нет возможности заглянуть в резервуар?**



Метод проб и ошибок не подходит для ответственных технологических процессов! Поэтому волноводные уровнемеры Rosemount 5300 и бесконтактные уровнемеры Rosemount 5400 специально разработаны для работы в технологических процессах с широким спектром условий. Возможности расширенного конфигурирования и оперативной диагностики позволят обеспечить непрерывные и надежные измерения, высокую безопасность, а также снижение объемов обслуживания и времени простоев. Познакомьтесь с уровнемерами Rosemount 5300 и 5400 ближе! Удостоверьтесь, что Emerson предлагает Вам и Вашему бизнесу действительно надежные и передовые решения: [www.metran.ru/5400](http://www.metran.ru/5400)



**ROSEMOUNT**

**EMERSON**  
Process Management



• **Эхо-сигнал поверхности раздела**

присутствует при наличии в резервуаре двух слоёв сред с различной диэлектрической постоянной и может использоваться для измерения уровня поверхности раздела.

• **Эхо-сигнал конца зонда**

является отражением микроволн от конца зонда или от груза (если зонд гибкий). Присутствует в пустом резервуаре, может присутствовать при измерении сред с низкой диэлектрической постоянной. Используется в логике работы уровнемера и может использоваться для альтернативного режима измерения сред с низкой диэлектрической постоянной.

Каждый из этих эхо-сигналов может быть оценен по амплитуде, полярности и общей форме, и, следовательно, по этим характерным особенностям ситуация в резервуаре может быть оценена вполне однозначно.

Рассмотрим более подробно каждый из этих эхо-сигналов.

**ОПОРНЫЙ ЭХО-СИГНАЛ**

Его присутствие на графике эхо-сигнала обязательно и свидетельствует, что уровнемер «запускает» микроволновые импульсы в резервуар. Амплитуда опорного эхо-сигнала зависит от типа зонда. Для одинарных и двойных зондов амплитуда опорного эхо-сигнала зависит от высоты/диаметра патрубка, в который установлен уровнемер (табл. 1).

Стандартные	Одинарные	~ 12.000 – 16.000 мВ
	Двойные	~ 9.000 – 11.000 мВ
НР/НТР	Одинарные	~ 9.000 – 11.000 мВ
	Коаксиальные	~ 6.000 мВ
Зонд не присоединен	Одинарные	~ 9.000 – 11.000 мВ
	Коаксиальные	~ 5.000 – 7.000 мВ
Зонд не присоединен		Более 20 000 мВ

Таким образом, по амплитуде опорного импульса можно судить о типе зонда и, зная его «нормальную» амплитуду, можно диагностировать возможные проблемы (например, избыточную конденсацию или обмерзание патрубка изнутри).

**ЭХО-СИГНАЛ ПОВЕРХНОСТИ И ПОВЕРХНОСТИ РАЗДЕЛА**

Его амплитуда зависит и от типа зонда уровнемера, и от диэлектрической постоянной измеряемой среды. На величину амплитуды также влияет состояние поверхности (пена, волнение) и состояние самой среды (кипение). Зная среду и ее диэлектрическую постоянную, можно оценить текущую обстановку в резервуаре (заполнен ли он), оценить саму среду (нефть или вода) (Табл. 2).

Одинарный	Жесткий	Отрицательный
	Гибкий	Отрицательный
	Гибкий, закрепленный к металлическому резервуару	Положительный
	Гибкий, закрепленный к неметаллическому резервуару	Отрицательный
	Гибкий/жесткий с тефлоновым центровочным диском	Отрицательный
	Гибкий/жесткий со стальным центровочным диском	Положительный
	Двойной	Гибкий (как с тефлоновым диском так и без него)
Коаксиальный	Жесткий	Отрицательный
		Отрицательный

Поверхность	Нефть (ДП = ~ 2)	~ 2.000 мВ
	H <sub>2</sub> O (ДП = ~ 80)	~ 10.000 мВ
Раздел	Нефть / Вода	~ 8.000 мВ

Пример работы с графиком эхо-сигнала приведен ниже. Уровнемер Rosemount 5302 установлен в резервуар (РВС) высотой 12 м и должен измерять уровень разлива и уровень поверхности раздела. Уровнемер «отказывается» измерять раздел и инженеры КИПиА сомневаются в показаниях уровнемера.

На графике эхо-сигнала присутствуют два эхо-сигнала, но уровнемер не распознаёт эхо-сигнал P2 как сигнал поверхности раздела. На самом деле эхо-сигнал поверхности – не от нефти, а от эмульсии или воды (амплитуда 5000 мВ слишком большая (в два раза) для нефти), игнорируемый эхо-сигнал – двойное отражение от верхней поверхности и, таким образом, можно констатировать, что разделения на нефть и воду в резервуаре не происходит.

**ЭХО-СИГНАЛ КОНЦА ЗОНДА**

Также несёт полезную информацию об обстановке в резервуаре. Эхо-сигнал конца зонда может иметь как положительную полярность, так и отрицательную. Это зависит от того заземлен ли конец зонда. Металлические центровочные диски также влияют на полярность конца зонда – возможные случаи приведены в таблице 3.

При заполнении резервуара средой поведение эхо-сигнала конца зонда будет зависеть от диэлектрической постоянной среды. Если среда обладает низкой диэлектрической проницаемостью, то эхо-сигнал конца зонда будет «отдаляться» от своего реального положения. Если же среда обладает высокой диэлектрической проницаемостью, то сигнал конца зонда быстро уменьшится в амплитуде и исчезнет уже при небольших уровнях среды в резервуаре. Положение эхо-сигнала зонда может дать однозначную оценку – заполнен или пуст резервуар, или, что бывает чаще, выносная камера, отводные трубы которой могут быть заблокированы осадками.

Приведены два графика для выносной камеры. Правая красная вертикальная полоса на графике обозначает физический конец зонда. На графике №2 эхо-сигнал конца зонда находится на расстоянии практически равным физической длине зонда. Это означает, что микроволновые импульсы распространяются в воздухе, и выносная камера практически полностью пуста.

На графике №3 эхо-сигнал конца зонда смещен относительно реального положения на 0,8 м.

Несмотря на отсутствие эхо-сигнала поверхности среды, можно сделать вывод о том, что камера непустая, и, если обратить внимание на амплитуду опорного эхо-сигнала и сравнить

ее с графиком, приведенным слева (график №2), можно увидеть, что она уменьшена на 1000 мВ. Произошло это из-за того, что камера полностью заполнена нефтью, и эхо-сигнал поверхности был «съеден» опорным эхо-сигналом, когда поверхность нефти приблизилась к началу зонда.

Приведенные примеры являются лишь частью полезной информации, которую можно почерпнуть из инструментов диагностики радаров Rosemount. Ведь, несмотря на то, что Emerson Process Management сравнительно недавно работает в направлении радарной уровнемерии для технологических измерений, компанией уже накоплен значительный опыт диагностики и решения проблем эксплуатации радарных уровнемеров. Инструменты диагностики являются неотъемлемой частью радарных уровнемеров Rosemount и позволяют задействовать весь интеллект и возможности цифровых технологий Emerson Process Management, а значит сделать Ваш технологический процесс эффективным, производительным и безопасным!

Более подробную информацию Вы можете получить на сайте [www.metran.ru](http://www.metran.ru), или в Центре Поддержки Заказчиков по телефонам: (351) 247-16-02, 247-1-555. Заказ можно разместить в любом из региональных представительств компании (контакты доступны на [www.metran.ru](http://www.metran.ru), раздел Контакты). Мы также приглашаем Вас посетить Школу Автоматизации на базе ПГ «Метран», где в течение трех дней узнаете о всех средствах измерений компании. Этот бесплатный курс также включает в себя работу с действующим оборудованием и экскурсию по предприятию. Узнайте даты ближайшей Школы на сайте [www.metran.ru](http://www.metran.ru), раздел Обучение.

**Контакты региональных представительств** для размещения заказов – на [www.metran.ru](http://www.metran.ru), [www.emersonprocess.ru](http://www.emersonprocess.ru)

**Технические консультации** по выбору и применению продукции осуществляет **Центр поддержки Заказчиков**  
Тел.: +7 (351) 247-16-02, 247-1-555  
Факс +7 (351) 247-16-67

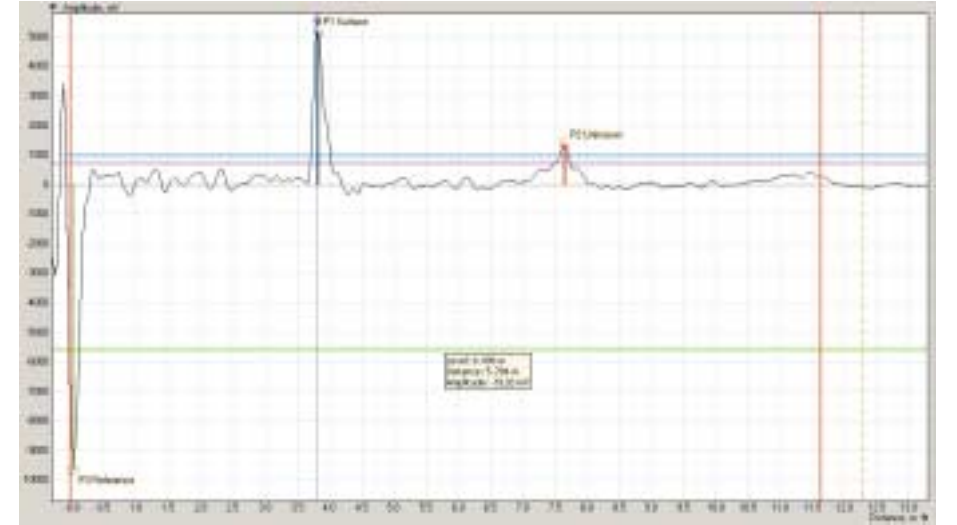


График 1. График эхо-сигнала

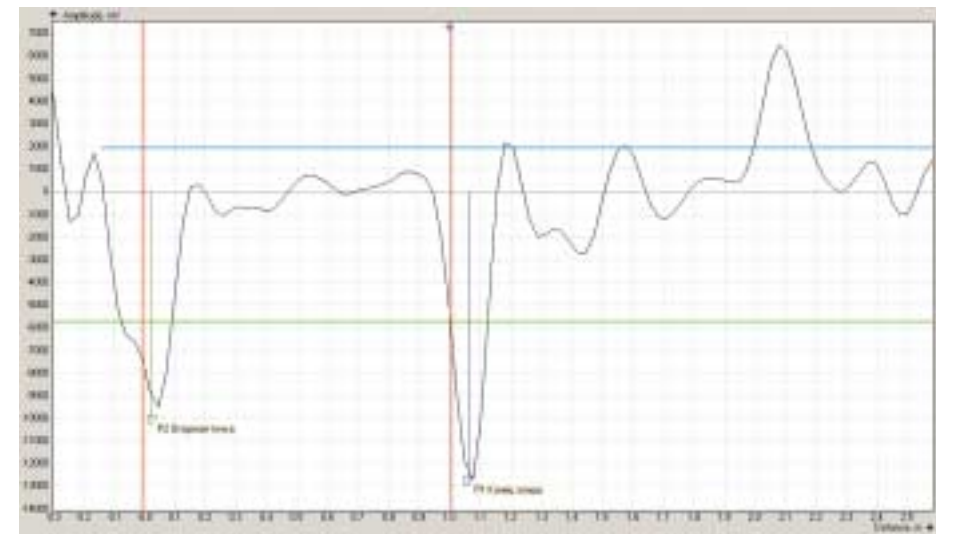


График 2. График пустой выносной камеры

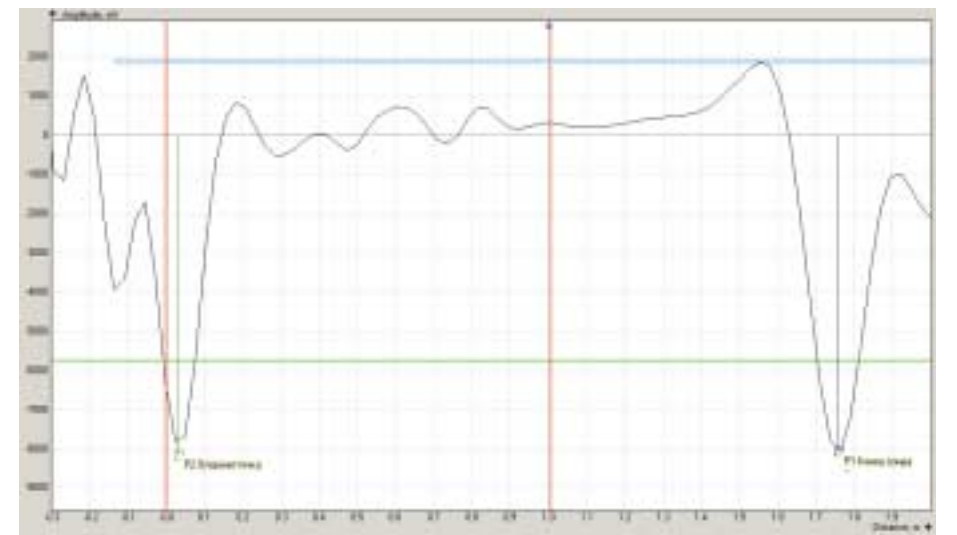


График 3. График полной выносной камеры



# IMS 20 ЛЕТ С ВАМИ

Инжиниринговые решения «Под ключ»  
для предприятий нефтегазового комплекса

[www.imsholding.ru](http://www.imsholding.ru)



Группа компаний ИМС  
Россия, 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 а  
Телефон / факс +7 (495) 221-10-50/51  
E-mail: [ims@imsholding.ru](mailto:ims@imsholding.ru)

## Страницы истории ИМС

ИМС сегодня – инновационная, инжиниринговая Группа Компаний, которая разрабатывает, проектирует и производит технологическое и энергетическое оборудование по международным и отечественным стандартам для обеспечения процессов добычи, подготовки, переработки и транспортировки жидких и газообразных сред. Среди клиентов ИМС ведущие отечественные и иностранные компании, работающие в сфере ТЭК. За плечами Компании многолетняя история, основные этапы которой мы вспоминаем в этом материале.

### 1991-2001

Компания ИМС «родилась» 20 лет назад – в самом начале 90-х. Изначально, она была ориентирована на разработки в области промышленной геофизики, однако, по мере внедрения в нефтегазовую отрасль, параллельно с существующим направлением, начало активно развиваться направление метрологии. Компания первой в России начала оказывать услуги по комплексной поставке современного зарубежного метрологического оборудования на внутренний рынок.

**1993 год** – заключены первые сервисные агентские соглашения с компаниями Solartron и H&D Fitzgerald-западными производителями высокоточного (поверочного) оборудования, не имеющего аналогов в России. Результатом этого сотрудничества становится ряд проектов для Юганскнефтегаза, Ноябрьскнефтегаза, Сургутнефтегаза, Верхневолжскнефтепровода, МН «Дружба» и др.

**1995-1997 год** – заключено сервисное, а затем и эксклюзивное Агентское соглашение с Daniel Industries (позднее вошла в Emerson). Специалисты компании прошли обучение в сервисном центре Daniel в Хьюстоне и, в последствие, ИМС принимает участие во всех проектах, которые Daniel ведёт на территории бывшего Советского Союза: Вентспилс, Биржай, ЛУКОЙЛ/Когалым, Шехарис/Новороссийск, Туркмения, Транссибнефтепровод и др. В течение нескольких лет, на базе вычислителей Daniel, переконфигурированных специалистами компании для использования в России, произведена реконструкция более сотни Коммерческих Узлов Учета Нефти (Татнефть, Башнефть, Ноябрьскнефтегаз, СЗМН, Прикаспийско-Кавказский МН (позднее вошел в Черномортранснефть), Варьёганнефтегаз и др.)

Вплотную столкнувшись с тем что, адаптация западных ИВК для России сложна, а иногда и невозможна, вследствие различия в Российских и Западных стандартах и алгоритмах, особенностях проектирования и производства узлов учета- ИМС был разработан собственный измерительно-вычислительный комплекс «ИМЦ-03» и система верхнего уровня Rate, до настоящего времени эксплуатирующиеся в составе Систем обработки информации СИКН.

Одновременно с этими событиями, ИМС заключает множество эксклюзивных агентских соглашений с такими компаниями как Verder, Inpipe, MMC, Plenty, Daniel Valve. Поддержка продаж сопровождается обучением персонала ремонту и сервису, снабжением клиентов запасными частями.

**1997 год** – Daniel закрывает представительство в РФ и передает права эксклюзивного агента ИМС, которая в свою очередь, накопив знания в современном оборудовании, поработав в качестве сервисной поддержки одного из мировых лидеров в области учета, впервые выходит на рынок с предложением комплектной поставки коммерческих УУН (в начале, в основном с использованием продуктов Daniel). Именно в это время появляется Проектно-Конструкторское подразделение, позволившее ИМС сделать качественный отрыв на рынке. Современных методов автоматизированного проектирования СИКН западного типа в стране до этого времени просто не существовало. Тогда же происходит становление Метрологического Департамента, который также становится законодателем «метрологической моды» в РФ. С учетом новых требований перерабатываются десятки нормативных документов: ГОСТов, МИ, РД и др. Происходит переработка и разработка огромного количества Методик Поверки всех средств измерений, входящих в УУН.

**1998 год** – Первые крупные системные проекты: «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Halliburton (Харьяга), СП«Ваньганнефть», Консорциум Малых Нефтяных Компаний Татарии.

«Знаковым» проектом для ИМС стала работа по созданию Узла учета «под ключ» для международного проекта «Харьяга» в 1998 году. Это проект СРП, где оператором является компания TOTAL, а обустройством месторождения занималась компания Halliburton (подразделение Brown&Root). Компания ИМС стала первым российским субподрядчиком Halliburton на территории СНГ. Практически с самого начала проекта, ИМС столкнулась с самыми высокими требованиями в области проектирования, контроля качества изготовления, закупки компонентов и оборудования, логистики, управления проектом. Приобретенный неоценимый опыт был использован при реализации последующих проектов и позволил заслужить авторитет на российском рынке, а также признание среди компаний производителей аналогичного оборудования за рубежом. А приоритет «КАЧЕСТВА над ЭКОНОМИКОЙ» становится нормой компании на долгие годы.

**В конце 1999 года** компания ТНК приняла решение о назначении ИМС безальтернативным поставщиком УУН. В последующие несколько лет практически все объекты по учету нефти Нижневартовского, а в последствие, и Оренбургского регионов, были произведены ИМС. Позднее, с преобразованием компании в ТНК-ВР, безальтернативные поставщики были отменены, но присутствие ИМС, в качестве поставщика-подрядчика, продолжилось уже в результате тендерных процедур, принятых в ТНК-ВР.

**С 2000 года** компания ИМС начала работать над новыми крупнейшими проектами «АК «Транснефть», в рамках сотрудничества с которой, были полностью оснащены объекты спецморнефтепорта «Приморск»- конечной точки маршрута Балтийской Трубопроводной Системы (БТС) и все узлы на входах и выходах







БТС. Именно тогда были поставлены первые коммерческие системы учета нефти, рассчитанные на высокую производительность с применением новейшего оборудования и современных измерительных приборов.

На рубеже веков, незаметно, в связи с появлением новых современных поточных анализаторов параметров нефти, данные с которых стали поступать во флоу-компьютеры, использоваться в расчетных операциях и паспортах качества нефти, произошла смена названий и аббревиатур – на смену УУН пришли СИКН (Системы Измерения Количества и показателей качества Нефти).

#### 2001-2006

Рост количества заказов и высокая планка, предъявляемая к качеству их исполнения, логически обосновали необходимость создания собственного производства и, в 2001 году, Компания открывает производственную площадку в Щелково (Московская область).

**С 2001 года**, помимо основного направления, – Систем измерения количества и показателей качества нефти – в компании стало стремительно развиваться направление, связанное с созданием Систем защиты трубопроводов от гидроудара и Систем сглаживания волн давления. Современные системы позволяют защищать трубопроводы при воздействии сложных динамических процессов – при закрытии или открытии задвижек, запуске или аварийной остановке насосных агрегатов, и могут быть использованы как на магистральных, так и на технологических трубопроводах. Изначально, была использована концепция, предлагаемая американской компанией, давними партнерами ИМС – M&J Valve. Система была реализована на базе клапанов американского производства и гидравлической системы управления, однако проектирование и изготовление данных систем уже тогда осуществлялось силами ИМС.



Немногом позже, специалистами ИМС, по техническому заданию АК «Транснефть», была разработана уже собственная Система Сглаживания Волн Давления, базирующаяся, как на оригинальном, запатентованном ИМС дизайне клапана, так и оригинальные характеристики которой оказались даже выше западной. С начала производства ССВД в 2002/3 году, на объекты АК «Транснефть» и НК «Роснефть» поставлено более 40 ССВД, а также работающих на аналогичных принципах, Систем Защиты от Гидроудара (СЗГУ) и Систем Предохранительных Устройств (СПУ) магистральных трубопроводов. В настоящее время, завод OGSB в Калининграде выполняет важнейший заказ по поставке всех 14-ти ССВД для проекта расширения Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК-Р и КТК-К).

Отдельно хотелось бы отметить, что и по сей день только в ИМС обладают знаниями и технологиями необходимыми для того, чтобы рассчитать и обосновать необходимость установки такой системы, определить ее оптимальное местонахождение, ее параметры, провести гидравлические расчеты переходных и стационарных процессов в трубопроводе, осуществить моделирование технологических режимов.

Услугами научно-технического центра ИМС в данной области пользуется подавляющее количество Генпроектных организаций РФ и Казахстана.

**С 2003 года** начинает функционировать производственная площадка в г. Домодедово. По сравнению с первым заводом, открытым в г. Щелково, предприятие обладает гораздо большими производственными площадями, собственной аккредитованной лабораторией неразрушающего контроля, современным складским комплексом с автоматизированным учетом и по настоящее время обслуживающим всю Группу. Наличие двух производственных площадей, позволяют реализовывать гораздо большее количество проектов, без ущерба для качества продукции.

Тогда же, в 2003 в структуре, теперь уже группы компаний ИМС создается специализированная сервисная компания, в задачи которой входит техническое обслуживание метрологического оборудования. Изначально компания занималась техническим обслуживанием систем учета нефти, но, в дальнейшем, к ним прибавились и другие продукты. На сегодняшний день, компания обладает широкой сетью филиалов и представительств и присутствует во всех ключевых нефтегазодобывающих регионах России, осуществляя сервисы также на территории Украины, Казахстана, Экваториальной Гвинеи.

**2004 год.** Одной из первых инжиниринговых компаний России ИМС получает сертификат менеджмента качества ISO. Тогда же открываются компании/представительства в Украине и Казахстане;

Кроме того, к уже существующим направлениям развития прибавляется еще одно: разработка и поставка систем разогрева и слива высоковязких нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн. Использование технологии двухконтурного разогрева позволяет существенно ускорить процесс слива, избежать простоя цистерн и, соответственно, обеспечить серьезную экономию средств и времени потребителю. Уже через год было поставлено более 100 таких установок.

**В 2005 году** ИМС начала активно работать в странах бывшего СНГ (Казахстан и Беларусь), в частности осуществила поставку СИКН месторождения Дунга в Казахстане для международной компании MAERSK OIL, GmbH и несколько крупных проектов для Белоруснефть, а также НРУПТН «Дружба» в Гомеле и Новополоцке.

**С 2006 года** Группа компаний ИМС становится международной – в состав вошла английская Oil & Gas Systems Limited (OGSL), специализирующаяся на технологиях в области подготовки, компримирования и учета природного, попутного нефтяного, сжиженного природного и топливного газа.

Совместно с Oil & Gas Systems в Калининградской области было открыто современное производственное предприятие, не имеющее аналогов в России, – завод OGSB. Компания является резидентом Особой экономической зоны– территории, на

которой действует таможенный режим, при котором иностранные товары ввозятся и используются в производстве на этой территории без уплаты таможенных пошлин и налогов, что существенно снижает конечную стоимость продукции для ее конечного потребителя. Первым крупным контрактом Калининградского предприятия стало изготовление на экспорт пяти систем подготовки топливного газа, сепараторных установок, узла учета газа и др. для норвежского проекта датской нефтегазовой компании DONG.

Там же на заводе OGSB, по английской документации, заключив лицензионное соглашение на внутреннее покрытие, впервые в России, был освоен выпуск двунаправленных трубопоршневых поверочных установок, производительностью до 4000 метров кубических в час. Еще четыре года назад российские нефтяные компании безальтернативно были вынуждены закупать двунаправленные ТПУ за рубежом. Их стоимость и сроки поставки при переносе производства на ОГСБ значительно сократились. Их качество не только не уступает западному, но и в чем-то его даже превосходит, а сроки поставки сокращены на 2-3 месяца. ТПУ, произведенные в Калининграде успешно применяются на объектах трубопроводной системы ВСТО, объектах ТНК-ВР и др.

#### 2007-2011

**С 2007 года** в составе группы компаний ИМС начинает функционировать собственный проектный институт, способный осуществить рабочее проектирование объекта.

Одновременно с созданием проектного института, компания начинает работать в качестве генерального подрядчика, способного осуществить реализацию проектов от начала и до конца – от выпуска рабочего проекта и его экспертизы до ввода объекта в эксплуатацию. Первым таким проектом становится комплексная реконструкция системы измерений количества и показателей качества нефти с расширением резервуарного парка установки подготовки нефти и модернизацией оборудования установки подготовки нефти для ОАО «Оренбургнефть».

В этот же период, в 2007 году, компания ИМС впервые проводит комплексный метрологический аудит группы месторождений, принадлежащих НК «Роснефть», результатом которого, становится разработка технических требований по организации измерений материальных потоков и создание локальной поверочной (калибровочной) схемы средств измерений. На сегодняшний день компанией проводятся метрологические аудиты, как в России, так и в Казахстане.

**В 2008 году** ИМС участвует в одном из самых масштабных проектов в России – строительстве СМНП «Козьмино». Это как раз тот пример, когда все продукты, разработанные компанией, нашли применение на одном объекте. Для данного проекта ИМС поставила и системы учета нефти (одна из которых стала самой крупной по производительности СИКН в России (свыше 14 000 метров кубических в час), системы защиты от гидроудара при погрузке танкеров, и установки разогрева и слива нефти (148 систем). В реализации данного проекта приняли участие все подразделения компании, включая OGSB и дальневосточный филиал. Для реализации данного проекта были разработаны новые производственные технологии.

**В 2009 году** в рамках направления генподрядов развивается направление по утилизации попутного нефтяного газа. Компания становится подрядчиком для проектирования установок по переработке ПНГ для одной из крупнейших нефтегазовых компаний России. Научно-технический центр ИМС разрабатывает, изготавливает и сертифицирует первые образцы Мультифазной Замерной мобильной Установки.

**В 2010** несколько компаний группы ИМС стали первыми российскими инжиниринговыми и производственными компаниями, которые прошли многоступенчатый квалификационный аудит крупнейшей в мире нефтяной компании Exxon Mobile. По результатам пройденного аудита, головная компания группы «ИМС Индастриз» и OGSB получили статус «Глобального Одобренного Контрактора», а также заключили первый заказ на по-



ставку Установки по Производству Азота и Компрессорной Установки для нефтегазодобывающей платформы на шельфе о. Сахалин.

**2011 год** – предварительная квалификация в компаниях SAIPEM и TECHNIP на поставку комплексного оборудования по проекту «Штокман», а в компании Worley-Parsons также и по проекту «Южный поток».

В рамках диверсификации направлений и дальнейшего переноса западных технологий, направленных на импортозамещение, начинаются проектирование, изготовление и поставки систем подготовки пластовой воды, включая изготовление гидrocиклонов на заводе OGSB.

**Таким образом, за 20 лет из небольшой компании, ИМС превратилась в промышленную группу, обладающую всеми необходимыми ресурсами для реализации инжиниринговых проектов любой сложности и с уверенностью смотрит в будущее. ИМС**





## Направления деятельности:

1. Инженерно-строительные изыскания для промышленного и гражданского строительства на суше в т. ч. в районах с высокой сейсмической опасностью и многолетнемёрзлыми грунтами.
2. Инженерно-строительные изыскания на континентальном шельфе
  - для обустройства нефтегазовых морских месторождений - морские ледостойкие стационарные платформы, нефте-и газопроводы.
  - для площадок постановок СПБУ, ППБУ
  - для морских портов, причалов, грузовых терминалов.
3. Сейсморазведочные работы 2D и 3D для нефтегазоносных структур на суше



## Виды исследований

- бурение инженерно-геологических скважин глубиной 150м при глубине моря 150м с применением широкого спектра технических средств отбора проб, а также с поинтервальным статическим зондированием в модификациях СРТ, РСРТ, СПСРТ
- топографо-геодезические изыскания для всех видов строительства
- инженерно-геологические изыскания с бурением скважин, полным комплексом полевых исследований включая штамповые испытания в шурфах и скважинах, одвиговые испытания в шурфах, испытания свай статическими и динамическими нагрузками, статическое зондирование. Статическое зондирование выполняется в модификациях с измерением порового давления (РСРТ) и скорости продольных и поперечных волн (СПСРТ).
- гидрогеологические исследования - наливов, откачки
- лабораторные исследования грунтов по отечественным методикам и методикам BS, ASTM, испытания грунтов динамическими нагрузками.
- гидрометеорологические изыскания
- экологические изыскания
- батиметрическая съёмка в пределах глубин 0,2-200,0м с применением многоканального цифрового эхолота
- комплекс геофизических работ - сейсмоакустика высокого разрешения в модификациях НСП и НР, сонарная съёмка дна, магнитометрия
- отбор проб донных грунтов пробоотборниками различных типов
- изучение ледовых условий районов шельфа, ледовых условий и литодинамики в прибрежной зоне
- автоматизированная обработка данных, построение карт и планов, передача информации в цифровом и аналоговом формате.







## ВОДОИЗОЛИРУЮЩИЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНУ

Вступление многих крупных нефтяных месторождений в позднюю стадию разработки сопровождается массовым обводнением добывающих скважин. Создание надежных изоляционных экранов для разобщения пластов, изоляции водопритока в добывающих скважинах и для ограничения поступления закачиваемой воды в нагнетательных скважинах – важная задача повышения эффективности процессов нефтегазодобычи.

В настоящее время одним из весьма эффективных способов ограничения добычи попутной воды является применение различных гелеобразующих систем.

В ОАО «Азимут» разработаны технологии применения гелеобразующих и осадкогелеобразующих композиций для изоляции высокопроницаемых зон пласта. ОАО «Азимут» предлагает наиболее перспективные технологии для регулирования проницаемости неоднородного пласта. В соответствии с этой технологией используется специальная водоизолирующая гелеобразующая композиция на основе реагента «Азимут-Z» и осадкогелеобразующий состав на основе полимерного реагента акрилового ряда «ГИВПАН».

Полимерный реагент «ГИВПАН» предназначен для изоляционных работ в скважине и изменения фильтрационных потоков в продуктивных пластах. Реагент содержит в качестве основного активного вещества полностью гидролизованное полиакрилонитрильное волокно, pH = 12–14. Сшивающими агентами могут выступать соли двух-, трехвалентных щелочноземельных металлов. Эффективность применения «ГИВПАНа» для снижения обводнения продукции в некоторых скважинах НГДУ «Октябрьскнефть» АНК «Башнефть» приведена в табл. 1. С 1989 г. по 2008 г. проведено более 700 обработок добывающих скважин АНК «Башнефть» с применением «ГИВПАНа», прирост добычи нефти составил более 500 тыс. тонн. Продолжительность эффекта в среднем 12-17 мес.

Гелеобразующие композиции на основе реагента «Азимут-Z», представляют собой мелкодисперсные растворы с исходной вязкостью 1,85-2,60 МПа\*с, которые через определенное время превращаются в неподвижный гель. Вязкость возрастает в зависимости от концентрации составляющих композиции компонентов и температуры в течение 8-72 часов. Исследования показали, что динамическая вязкость гелеобразующих композиций при малых скоростях сдвига достигает 20000 МПа\*с. Композиции имеют хорошую фильтруемость, регулируемое время гелеобразования, широкий температурный интервал применения в скважинах с самыми различными геологическими условиями.

Областью применения водоизолирующей композиции являются неоднородные обводненные терригенные и полимиктовые коллектора с температурой 15-120 °С, толщиной не менее

1м, с проницаемостью от 0,03 мкм<sup>2</sup> и выше. Регулирование времени образования геля осуществляется изменением концентрации исходных компонентов композиции «Азимут-Z». Гелеобразующие композиции на основе реагента «Азимут-Z» могут быть использованы не только для ограничения водопритока в нефтегазодобывающие скважины, но и для интенсификации добычи нефти и газа. ОАО «Азимут» успешно проведены промышленные испытания гелеобразующей композиции (ГОК) «Азимут-Z» для ограничения водопритоков в высокообводненных пропластках в условиях Уренгойского (УГКМ) и Ямбургского (ЯГКМ) газоконденсатных месторождений. Разработан технологический регламент на технологию ликвидации водопритока. Результаты применения технологии с использованием гелеобразующей композиции «Азимут-Z» приведены в табл. 2.

При необходимости выполняется перфорация в районе кровли пласта и дальнейшая эксплуатация добывающей скважины осуществляется через новый перфорационный интервал, создаваемый выше гелевого экрана.

Предлагаемая специалистами ОАО «Азимут» технология проведения изоляционных работ по ограничению водопритока и отсечения конуса воды в добывающих скважинах на основе гелеобразующих и осадкообразующих композиций позволит продлить эффективный период до 12-17 и более месяцев. Успешность работ при использовании технологии возрастает до 70-75%.

В основе технологий лежит искусственное разобщение нефти и водонасыщенных интервалов закачкой гелеобразующего вещества, структурирующегося при перемешивании с соляной кислотой в определенных процентных соотношениях или осадкогелеобразующего (гивпан), образующего гелеобразный полимерный осадок при перемешивании с солью многовалентного металла.

Эффект достигается за счет отсечения водоизолирующим экраном (барьером) водонасыщенных интервалов и более интенсивного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых слабодренлируемых запасов нефти, сосредоточенных в кровельной части продуктивных пластов.

В добывающих скважинах с высоким процентом обводнения рекомендуется установка гелевых экранов, отсекающих подошвенные воды. Этот метод заключается в изоляции перфорационного интервала, повторной узкой перфорации на уровне водонефтяного контакта и создания с помощью закачки через этот интервал гелеобразующей композиции, протяженного водоизолирующего экрана, разделяющего водонасыщенную область от подошвенных вод. Дальнейшая эксплуатация добывающей скважины осуществляется через новый перфорационный интервал, создаваемый выше гелевого экрана.

Таблица 1

№ скважины	Дата воздействия/обработки	Период подсчета эффекта	Прирост добычи нефти, тыс. тонн	Снижение обводненности, %	Снижение попутно добываемой воды, тыс. т	Снижение попутно добываемой воды от прироста добычи нефти (эффект), тыс. т
8 ЕРМ	26.09.2005	сентябрь 2005–апрель 2007	0,713	16,7	0,564	0,877
503 СТХ	16.09.2005	сентябрь 2005–апрель 2007	0,860	19,8	0,429	0,446
745 СТХ	25.09.2004	сентябрь 2004–апрель 2007	1,112	17,6	3,073	7,739
1125 Абдул.	05.10.2005	октябрь 2005–апрель 2007	13,910	19,4	1,409	5,801
1531	28.08.2004	август 2004–апрель 2007	1,575	32,6	0,284	2,473
1536	25.10.2004	октябрь 2004–апрель 2007	0,646	12,6	0,781	11,185
1647	11.10.2005	октябрь 2005–апрель 2007	0,758	18,9	2,051	14,123
1835 Абдул.	28.01.2006	январь 2006–апрель 2007	0,972	35,6	0,814	2,915

Результаты РИР по ликвидации водопритока с применением гелеобразующей композиции (ГОК) «Азимут-Z»

Таблица 2

№№ скв.	До водоизоляции					После водоизоляции ГОК					Примечание
	Øш, мм	Qr, т.м <sup>3</sup> /с	Pтр, кгс/см <sup>2</sup>	Pзатр, кгс/см <sup>2</sup>	t, °C	Øш, мм	Qr, т.м <sup>3</sup> /с	Pтр, кгс/см <sup>2</sup>	Pзатр, кгс/см <sup>2</sup>	t, °C	
32203 ЯГКМ	Скважина не работает из-за поступления воды в скважину					8,9 14,9	123 193	96,9 60,0	107,0 70,7	+10,2 +13,0	Поступления воды нет
7291 ЯГКМ	Из-за поступления воды скважина без «донора» не работает					28,3	684	55,6	66,8	+6,5	Поступления воды нет
15124 УГКМ	19	79	29	40	+12	19 25	459	77,0 56,2	90,0 81,0	+11 +11	Поступления воды нет
5409 УГКМ	Из-за поступления воды скважина без «донора» не работает					10,8	164,8; 257,5 (ГКС)	90	98	+21	Поступления воды нет
7243 ЯГКМ	14	2	22	41	+1	14 22	101 250	48 39	49 40	+3,5 +6	Вынос воды 5–20 %
41 СГНМ	Скважина работает с дебитом жидкости 15,5 м <sup>3</sup> /сут обводнение продукции 78,7% при динамическом уровне жидкости в затрубном пространстве 619,5 м					Нет данных в связи условиями режима конфиденциальности. Скважина принята в эксплуатацию					Поступления воды нет
316 СГНМ	Скважина работает с дебитом жидкости 10,5 м <sup>3</sup> /сут обводнение продукции 88,0% при динамическом уровне жидкости в затрубном пространстве 275,6 м										

Опытно-промышленные испытания показали, что гелеобразующая композиция «Азимут-Z» и осадкогелеобразующий состав на основе «гивпана», технологии их применения, разработанные НПП «Азимут» могут быть рекомендованы к промышленному применению при водоизоляции и ликвидации водопритоков, создания водоизолирующих потокоотклоняющих барьеров и экранов на нефтегазовых и газоконденсатных месторождениях.

На основании лабораторных исследований и промышленных работ по изоляции водопритока в продуктивных скважинах установлено:

1. Разработанные в НПП «Азимут» водоизолирующие композиции и технологии их применения показали высокую эффективность при проведении работ по регулированию проницаемости пластов и ограничению водопритока в добывающие скважины в различных геолого-технологических условиях.

2. Составы на основе «Азимут-Z» характеризуются высокой проникающей способностью и по этой характеристике приближаются к воде. Образующаяся после гелеобразования масса в микроканалах практически несдвигаема.

3. Составы на основе «ГИВПАНа» характеризуются высокой водоизолирующей способностью промытых зон пласта, что позволяет селективно воздействовать на коллектор.

4. Необходимые для получения положительного эффекта продольные размеры водоизолирующего и потокоотклоняющего экрана (барьера) зависят от различных факторов:

- ФЕС пластов в призабойной и удаленной зонах пласта;
- отсутствия или наличия цементного кольца за колонной;
- состояния цементного кольца перед проведением ремонтных работ;

– физико-механических и литологических свойств окружающих колонну пластов;

– прочностных характеристик эксплуатационной колонны.

ОАО «Азимут» осуществляет деятельность в области сервиса в нефтяной и газовой промышленности с 1989 г. В настоящее время ОАО «Азимут» производит комплекс работ по следующим направлениям:

1. **Ликвидация водопритоков и водоизоляционные работы в добывающих скважинах.** ОАО «Азимут» разработаны рецептуры гелеобразующей композиции (ГОК) «Азимут-Z» (патентообладатель ОАО «Азимут»), а также составы на основе собственного реагента ГИВПАН, сухого гидросиликата натрия.

2. **Инженерно-технологическое сопровождение строительства скважин.** ОАО «Азимут» оказывает сервисные услуги по буровым растворам и цементированию скважин с поставкой собственных реагентов и цементов (в т.ч. облегченных цементов).

3. **Ингибиторы коррозии.** В частности, ингибитор коррозии марки «Азимут 14» предназначен для защиты нефтепромышленного оборудования от сероводородной и углекислотной коррозии.

4. **Сверлящая перфорация.** Сверлящая перфорация является одним из видов щадящей перфорации и обеспечивает качественное вторичное вскрытие продуктивных пластов, исключает разрушение цементного камня за обсадной колонной.

5. **Машиностроительная продукция.** Породоразрушающий инструмент (долота с алмазно-твердосплавным вооружением, буроловки, фрезеры, райберы, калибраторы и др.), труболочки, перфораторы, приборы контроля качества буровых и тампонажных растворов, выпускаемые ОАО «Азимут», показали себя качественными и надежными в эксплуатации изделиями.







www.amk-gorizont.ru

Л.Г. ЛЕГОТИН, А.М. СУЛТАНОВ, И.Н. БРЯКИН, ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ»

## АППАРАТУРНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ АМК «ГОРИЗОНТ» ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТОЛОВ

Более 10 лет научно-производственная фирма «АМК ГОРИЗОНТ» занимается разработкой, изготовлением и внедрением специализированных аппаратурно-методических комплексов (АМК «ГОРИЗОНТ») для геофизических исследований горизонтальных скважин и боковых стволов автономными приборами, спускаемыми на бурильных трубах.

За это время разработаны различные модификации АМК «ГОРИЗОНТ» для исследования открытого и обсаженного ствола бурящихся горизонтальных скважин и боковых стволов при максимальной температуре на забое 125°C и давлении до 60МПа (табл. 1).

По окончании бурения комплексный автономный прибор АМК «ГОРИЗОНТ» спускается на буровом инструменте в скважину. После спуска на забой по ранее заданной программе включается питание прибора и начинается регистрация измеряемой информации в автономный блок памяти скважинного прибора. Измерения проводятся в интервале исследований при подъеме (спуске) скважинного прибора со скоростью не более 360м/час. Все перемещения бурового инструмента с прибором регистрируются на поверхности и используются в дальнейшем для увязки зарегистрированной информации по глубине скважины.

Автономные приборы в зависимости от модификации позволяют измерять и регистрировать информацию в течение 10, 19 и 38 часов, что позволяет проводить геофизические исследования в интервалах от 200-300м до 3000м. При этом по желанию заказчика можно проводить исследования, как отдельными приборами, так и в связке нескольких приборов за один спуск.

После подъема скважинного прибора на поверхность зарегистрированная информация считывается из блока памяти в компьютер, увязывается по глубине скважины и в цифровом виде передается для интерпретации в КИП, после чего Заказчику выдается заключение по скважине.

Такая технология позволяет проводить геофизические исследования в горизонтальных скважинах с любой траекторией ствола и большой протяженности, а также в осложненных наклонных скважинах, где применение геофизической аппаратуры на кабеле затруднено или невозможно. Основным преимуществом комплексной геофизической аппаратуры является то, что все геофизические методы жестко увязаны между собой, с геологическим разрезом и с траекторией скважины.

Далее остановимся на некоторых особенностях при геофизических исследованиях горизонтальных скважин.

На рис. 1 приведены результаты геофизических исследований в горизонтальной скважине.

Таблица 1

Название автономного комплекса	Геофизические методы
АМК «ГОРИЗОНТ-90»	ГК, НГК, НКт-25, НКт-50, ПС, КС, ИНКЛИНОМЕТР
АМК «ГОРИЗОНТ-90-К4»	ГК, НГК, НКт-25, НКт-50, ПС, КС, ИНКЛИНОМЕТР, РЕЗИСТИВИМЕТР, МАНОМЕТР, ТЕРМОМЕТР, ИК (2 зонда)
АМК «ГОРИЗОНТ-90-ВАК 1» АМК «ГОРИЗОНТ-75-ВАК» АМК «ГОРИЗОНТ-60-ВАК»	ГК, волновой акустический каротаж (И 3.2 П1 0.5 П2), ЛМ, ШУМОМЕР
АМК «ГОРИЗОНТ-90-ВАК 2»	ГК, волновой акустический каротаж (И 2.3 П1 0.5 П2), ЛМ, ШУМОМЕР
АМК «ГОРИЗОНТ-90-ВИКИЗ»	ВИКИЗ (5 зондов)
АМК «ГОРИЗОНТ-90-ГТКл_АП»	ГК, ГТКл-1, ГТКл-2, ГТКл-3, акустический профиломер (8 зондов), ИНКЛИНОМЕТР
АМК «ГОРИЗОНТ-90-СГК»	Спектральный ГК
АМК «ГОРИЗОНТ-100-СГДТ»	ГК, (8 зондов ГТК) (плотность цемента, толщина колонны)

В АМК «ГОРИЗОНТ» для определения удельного электрического сопротивления пород и определения характера насыщения коллекторов используются методы ИК, ВИКИЗ и КС (3 симметричных градиент зонда).

Методы ИК и ВИКИЗ, получили массовое применение при исследовании вертикальных скважин в терригенном разрезе. Их использование целесообразно и в горизонтальных скважинах, пробуренных с применением пресных и непроводящих буровых растворов. Но во многих случаях при исследовании горизонтальных скважин методы ИК и ВИКИЗ не дают желаемого результата.

Во-первых, при бурении горизонтальных скважин все чаще используются полимерные и соленые промывочные жидкости, которые значительно снижают верхний предел измеряемого удельного сопротивления породы.

Во-вторых, в условиях слоистого разреза в непосредственной близости от продуктивного пласта или в пределах самого пласта вдоль по простиранию присутствуют высокоомные пропластки, которые существенно влияют на методы ИК и ВИКИЗ.

Связано это с тем, что в методах индукционного каротажа токовые линии имеют вид окружностей вокруг скважины, поэтому они пересекают несколько пластов с различным удельным электрическим сопротивлением. Очевидно, что даже тонкие высокоомные пропластки приводят к уменьшению индуцированных токов, а значит и к завышению (иногда многократному) сопротивления окружающей среды. При использовании симметричных градиент зондов КС токовые линии проходят вдоль скважины, и лишь незначительная часть тока ответвляется за пределы продуктивного пласта. Поэтому удельное электрическое сопротивление пласта, определенное по КС, значительно ближе к истинному значению по сравнению с данными ИК и ВИКИЗ.

Если использовать только данные ВИКИЗ, то в подобной ситуации в водоносном коллекторе значения удельного электрического сопротивления будут значительно завышены, и он будет интерпретирован как нефтенасыщенный коллектор.

Для выделения коллекторов и определения их коэффициентов пористости в АМК «ГОРИЗОНТ» применяются методы НГК, ННКт-25, ННКт-50, ГТКл, ПС и ВАК.

На рис. 2 приведены результаты комплексных исследований АМК «ГОРИЗОНТ». Используя различные методы для определения коэффициента пористости, можно уточнять тип пористости коллектора и оценивать его проницаемость.

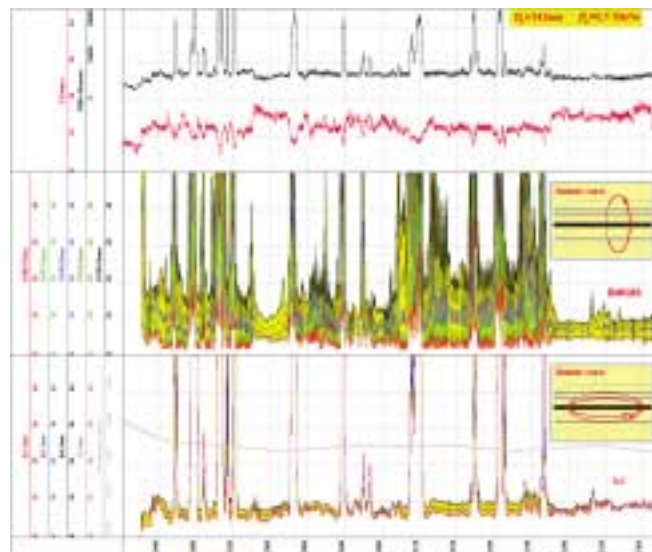


Рис. 1

Одним из основных методов при выделении проницаемых коллекторов является метод ПС. Однако он хорошо расчленяет разрез только при использовании пресных глинистых растворов.

В настоящее время большинство горизонтальных скважин бурится с использованием различных типов растворов, удельное электрическое сопротивление которых изменяется в пределах (0.03–0.5) Ом\*м. Много скважин бурится и с использованием непроводящих (например, нефть) промывочных жидкостей. В этих условиях диаграммы ПС сильно искажены и непригодны для интерпретации.

Во многих случаях (особенно в карбонатном разрезе) проницаемость коллектора можно оценить по амплитуде волны Лэмба-Стоунли (AL) волнового акустического каротажа. В качестве примера на рис. 2 приведены диаграммы ПС и AL, по которым выделяются проницаемые интервалы. Поэтому в скважинах, где ПС не работает, можно использовать данные ВАК.

В АМК «ГОРИЗОНТ» используются широкополосные акустические приборы с зондами большой длины (И 3.2 П1 0.5 П2) и (И 2.3 П1 0.5 П2), позволяющие регистрировать акустические колебания в частотном диапазоне 2–50 кГц при изменении амплитуды на 100дБ и более. За счет большой длины зондов по данным ВАК уверенно выделяются продольные и поперечные волны, а также волны Лэмба-Стоунли, которые могут использоваться для определения коэффициентов пористости и проницаемости, выявления трещиноватых интервалов, оценки литологии и т.д.

Эти же зонды совместно с локатором муфт и восьмизондным СГДТ используются для оценки качества цементирования обсаженных стволов скважин. Практически все геофизические методы в той или иной степени зависят от диаметра скважины.

Для измерения диаметра скважины разработан акустический профиломер, который позволяет измерять расстояние от скважинного прибора до стенки скважины по восьми направлениям (через 45° по окружности) с погрешностью не более 1мм. Уже первый опыт применения профиломера в горизонтальных скважинах позволил выявить интересные факты.

По данным акустического профиломера в открытом стволе диаметр скважины имеет изрезанный характер, а развертка по окружности расстояний до стенки скважины показывает, что в горизонтальном стволе при бурении скважины образуется характерная винтовая нарезка. Такое изменение диаметра наблюдается почти во всех горизонтальных скважинах, где проводились измерения с акустическим профиломером.

В качестве примера на рис. 3 приведены результаты исследования горизонтального ствола скважины с номинальным диаметром 127мм, пробуренной в терригенном разрезе, где отчетливо видна зависимость данных измерения ГТКл и ННК от изменения диаметра скважины. Такая же зависимость от диаметра имеется в данных измерения КС и ВИКИЗ. Поэтому для повышения точности определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов разработаны и разрабатываются специальные алгоритмы и программы, создается новое методическое и метрологическое обеспечение, с использованием которых в результате измерения электрических и радиоактивных методов вносятся не усредненные, а текущие поправки за диаметр скважины. Лишь после этого можно производить интерпретацию полученных материалов и определение всех параметров коллектора.

Следует отметить, что при исследовании горизонтальных скважин появляются дополнительные факторы, которые влияют на результаты геофизических измерений.

Во-первых, при бурении горизонтального ствола в стенке скважины образуется желоб, размеры которого зависят от твердости пород, от диаметра бурового инструмента, от режимов и продолжительности бурения скважины и т.д.

Во-вторых, при бурении горизонтальных скважин не всегда удается обеспечить полный вынос шлама, часть которого оседает в различных участках ствола скважины (рис. 4).

В-третьих, часто траектория скважины имеет синусоидальный характер, при этом иногда в верхней части траектории скапливается нефть, а в нижней части траектории – буровой раствор.

В результате этого возникают неконтролируемые искажения данных электрического и радиоактивного каротажа, которые приводят к значительным погрешностям при интерпретации полученных материалов. Во многих случаях эти искажения можно

выявить и устранить за счет использования более широкого набора геофизических методов в составе АМК «ГОРИЗОНТ», усложнения технологии измерений в скважине и разработки дополнительных методических приемов обработки информации.

В связи с этим в настоящее время НПФ «АМК ГОРИЗОНТ» занимается дальнейшей модернизацией существующих и созданием новых аппаратурно-методических комплексов АМК «ГОРИЗОНТ» для исследования горизонтальных скважин. Этими комплексами, в первую очередь, укомплектовываются производственные геофизические партии, которые оказывают сервисные услуги по исследованию горизонтальных скважин и боковых стволов на различных месторождениях страны (Сахалин, Якутия, Западная Сибирь, Поволжье, Коми, Нарьян-Мар), Украины и Казахстана.

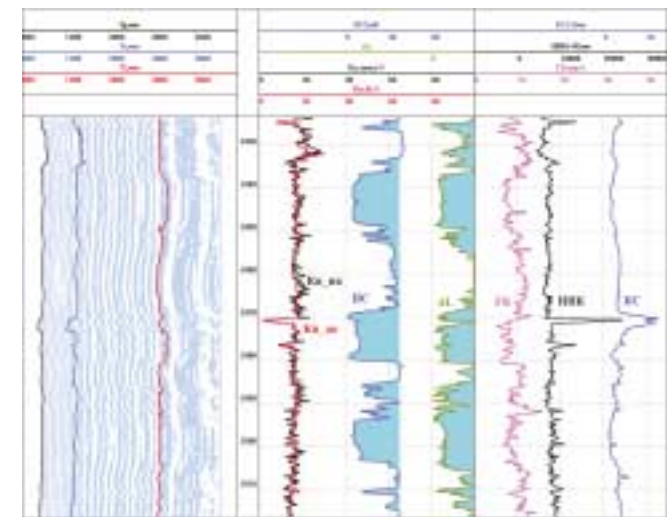


Рис. 2

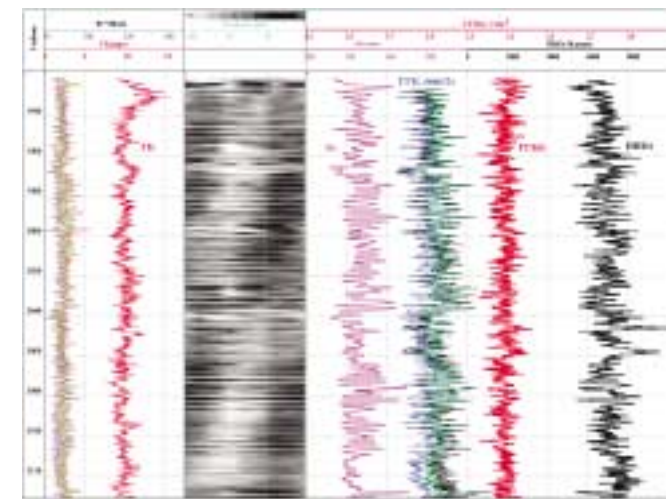


Рис. 3

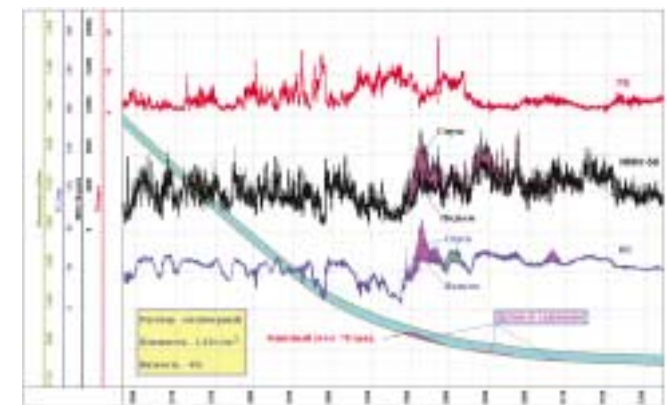


Рис. 4



## Итоги 2010 года и перспективы развития малого бизнеса в нефтедобыче РФ



**Елена КОРЗУН,**  
генеральный директор «АссоНефть»

Несмотря на целый ряд существующих у малого бизнеса проблем, связанных с сырьевой базой, отсутствием полноценной производственной инфраструктуры, перерабатывающих и перевалочных мощностей малый бизнес продолжил и в 2010 году демонстрировать новые успехи в своем развитии и вносить заметный вклад в развитие отечественной нефтедобычи.

Действительно, в 2010 году, после сложного финансового кризиса 2008 года наступила относительная стабильность и возможность

прогнозирования своего бизнеса. При уверенном росте (после кризисного 2008 г) мировых цен на нефть спала напряженность сбыта продукции на внешнем рынке, определившая относительную устойчивость цен на нефть и на главном для ННК внутреннем рынке, где реализуется основная (более 60%) часть добытой сырой нефти. И как результат: уверенные ежегодные приросты добычи нефти, увеличение инвестиций в основной капитал, создание новых мощностей и небольших нефтедобывающих предприятий.

В силу специфики своей деятельности, обусловленной концентрацией собственных и привлеченных средств в единственный бизнес, как и в предыдущие годы, рост добычи нефти по ННК существенно опережал этот показатель по отрасли в целом и нефтяным компаниям полного цикла (Рис. 1). Не следует забывать, что аналогичная ситуация также отмечалась и в период низких цен 1995–1999 гг., когда за счет независимой добычи нефти удалось не допустить в целом по России снижения объемов нефтедобычи.

За 2010 год малыми и средними нефтяными компаниями добыто 19,6 млн.т. нефти или на 7,1% больше, чем за 2009 год. В то время как по основным нефтяным холдингам прирост добычи нефти был отрицательным – на 0,7%.

За последнее десятилетие среднегодовая добыча нефти на одно предприятие сектора ННК снизилась почти в 2 раза и составила в 2010 году 124 тыс.т. на одно предприятие. В то же время количество независимых производителей нарастало, а с начала 2000 г стабилизировалось на уровне 155–160. В настоящее время на начало 2011 года за счет создания новых предприятий с незначительным уровнем добычи нефти число организаций не уменьшилось: функционирует в отрасли 158 самостоятельных организаций.

Доля добычи нефти в последние годы, включая 2010 год, стабилизировалась на уровне около 4% от общероссийской добычи. Однако эта доля далеко не в полной мере отражает вклад малых предприятий в прирост добычи нефти по стране. Так, в отличие от ВИНК и вопреки низким мировым ценам 90-х годов добыча нефти по ННК неуклонно росла вплоть до 2001 года, создавая базу будущего роста в целом по стране (Рис. 2). Эта крайне полезная функция ННК характерна и для других стран с развитой рыночной экономикой. Рост мировых цен с 2000-х годов позволил существенно нарастить объемы добычи нефти в целом по РФ в т.ч. за счет ранее созданных малыми компаниями мощностей по добыче нефти, перешедшими (поглощения) под контроль интегрированных холдингов. По оценке «АссоНефть» в 2010 году из этих месторождений добыто не менее 40 млн.т. Начиная с 2001г неестественное снижение добычи по ННК, кроме поглощений связано также с ограниченным по финансовым возможностям в сравнении с ВИНК доступом малых

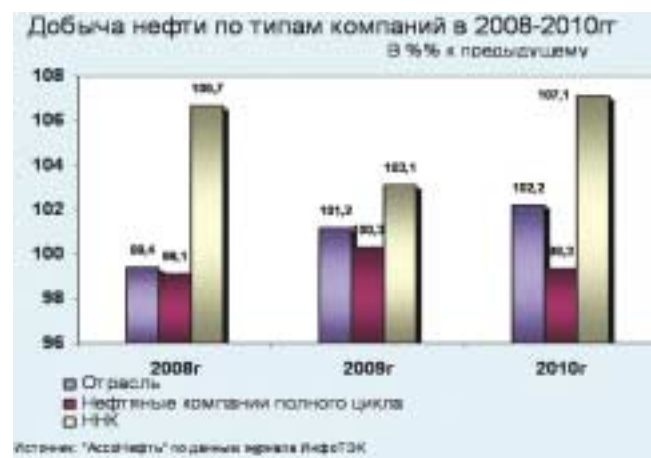


Рис. 1

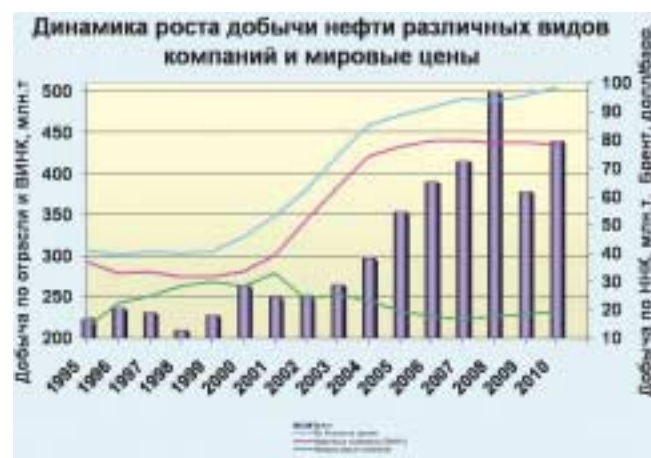


Рис. 2

компаний к приобретению новых нефтяных активов. Однако уже в 2008–2010 гг. темпы роста нефтедобычи ННК вновь стали опережать среднеотраслевые и темпы роста нефтедобычи интегрированных компаний.

По итогам 2010 года основная добыча нефти 83,9% независимых компаний приходится на пять регионов России: ХМАО – 37,4%, республики Татарстан – 21,1% и Коми – 9,6%, Самарскую – 8,5% и Томскую обл. – 7,2%. По количеству нефтяных предприятий уверенно продолжает лидировать республика Татарстан, на которую приходится четверть от всех нефтедобывающих компаний сектора.

Между тем условия деятельности для малого нефтяного бизнеса продолжают оставаться крайне сложными. В 2010 году из 158 независимых компаний обеспечили прирост добычи нефти только 67 предприятий или 42,1% их числа. Основная причина неадекватное качеству запасов не рентное налогообложение и низкие, несоответствующие реальному рынку цены на нефтяное сырьё. Об этом ниже. В основном по этим причинам в 2010 г. 61 организацией сектора или 38,6% снизили объемы добычи против 2009 г. и около 20 организаций с незначительной добычей прекратили свою деятельность.

Для независимых нефтяных компаний, поставляющих большую часть добываемой нефти для нужд России, цена внутреннего рынка является определяющей. От ее уровня зависит прибыльность и успешность разработки месторождений.

Начиная особенно с 2005 года за счет опережающего роста цен на нефтепродукты расчетные цены «Нетбэк» ВИНК определяют преимущества компаний полного цикла (Рис. 3). Мы видим, что сопоставимые цены внешнего и внутреннего рынков практически выровнялись и обеспечивают лишь незначительную прибыль при разработке месторождений, поскольку изымается без дифференциации до налогообложения подавляющая часть выручки нефтяных компаний. Совсем другое дело цены «Нетбэк» ВИНК. Их уровень в среднем за 9 лет на 36,4% выше внутренних цен при равных, практически тех же налогах на добычу нефти. В таких условиях для повышения эффективности нефтедобычи в целом и создания конкурентных условий среди различных типов компаний целесообразна либерализация рынков сбыта сырой нефти. Это необходимо, прежде всего, для основного звена отрасли – нефтедобычи, в том числе для независимых (от переработки нефти) малых и средних нефтедобывающих организаций. При этом надо иметь в виду, что нефтедобывающие предприятия нефтяных холдингов могут получать компенсации за счет сконцентрированных у ВИНК средств на инвестиции в геологоразведку и добычу нефти или другие цели, хотя и в усеченных объемах. Понятно, что такой возможности у ННК нет.

Как отмечалось, результатом преимущества компаний полного цикла от добычи нефти до реализации готовой продукции является более высокая валовая доходность интегрированных компаний по сравнению с компаниями, поставляющими на рынок сырую нефть (Рис. 4). В целом за 2010 год сравнительные потери из-за более низкой доходности в секторе ННК превысили 3 млрд. долларов США. Это невостребованный ресурс развития непосредственно нефтедобычи. В неравных конкурентных условиях по сравнению с ВИНК независимые компании на внутреннем рынке в среднем недополучали доходы, сопоставимые с величиной всего начисляемого НДПИ. В 2010 году по оценке и расчетам ассоциации валовая доходность интегрированных компаний на 33,3% превысила доходность независимых компаний, то есть сохранилась на уровне прошлых лет.

Таким образом, можно признать, что в РФ отсутствует справедливый внутренний рынок нефти для ее различных операторов. Еще точнее есть только псевдорынок не имеющий никакого отношения к рыночным принципам ценообразования. Это подтверждает такой важнейший синтетический индикатор, как

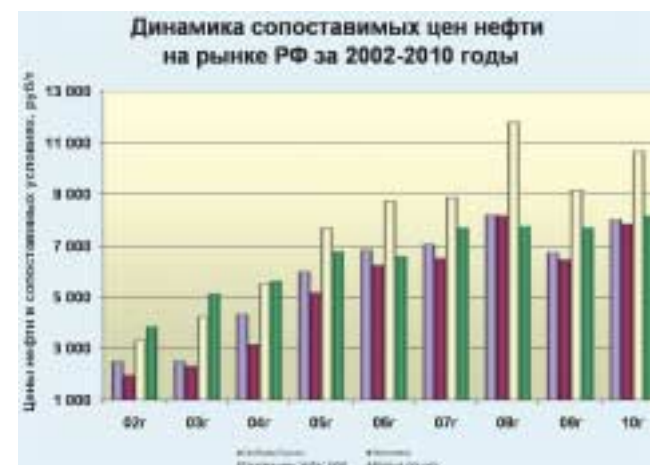


Рис. 3

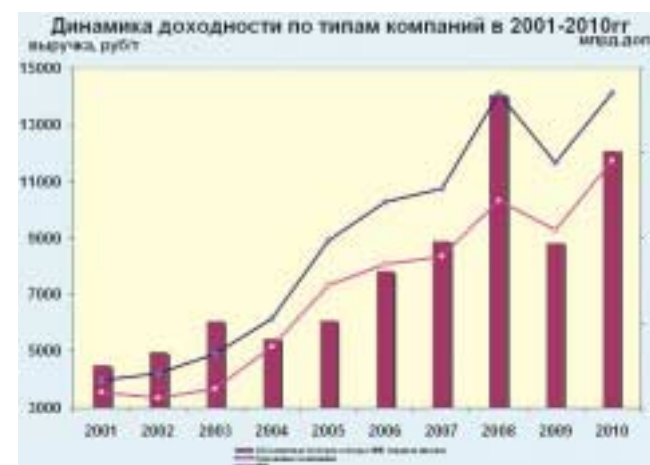


Рис. 4

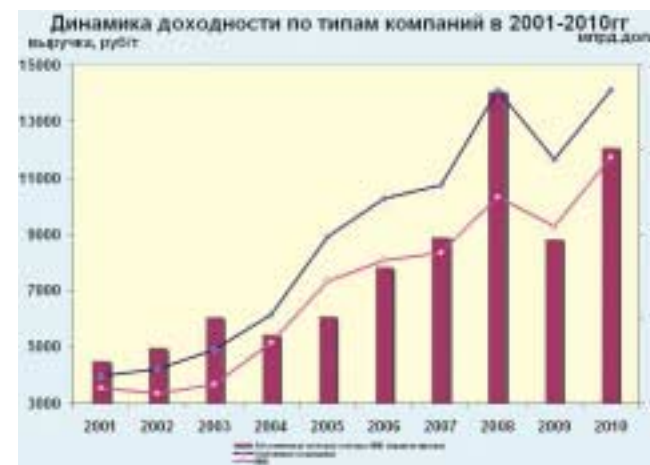


Рис. 5

соотношение цен нефтепродуктов с ценой на нефть на свободном рынке (Рис. 5). При развитых рыночных отношениях это соотношение стабильно и меняется в пределах нескольких процентов. Оно определяет степень развитости и монополизации рынка. То есть, если падает цена на нефть, адекватно снижаются и цены на нефтепродукты. Превышение цен производителей нефтепродуктов над ценой нефти внутреннего рынка является результатом ее более интенсивного, в сравнении с другими ценами, падения, приводящего, как уже отмечалось, к гигантским, причем пугающе системным, потерям в секторе независимых производителей нефти.



Из приведенного примера соотношения цен производителей автомобильных бензинов всех марок к нефти следует, что «пиковые», аномально высокие отклонения-это системные кризисы только для нефти свободных продаж. Нефть в эти периоды практически обесценивается, хотя цены на бензины не снижаются. Сырая нефть в эти периоды становится даже дешевле мазута, а после кризисного августа 2008 г. это стало, к сожалению, не исключением, а правилом. В дальнейшем с сентября 2008 по декабрь 2010 гг. это подтвердилось ежемесячно в 86,6% случаев. При этом соотношение по нефти «нет-бек» относительно устойчивое. Срабатывает защитный механизм корпоративного ценообразования на нефть, не позволяющий, в отличие от НК, допустить существенных финансовых потерь за счет сохранения или даже роста цен на нефтепродукты. Еще стабильнее это соотношение наблюдается на развитых рынках Европы и Америки.

Итак, стержневая проблема, основательно препятствующая развитию малого бизнеса и отрасли, связана с полным отсутствием института ценообразования нефти на внутреннем рынке. Цены на нефть, определяющие доходы НК, основная проблема стимулирования нефтедобычи. Они являются фундаментальной основой экономики любого нефтедобывающего государства. К сожалению, такой фундамент как раз и отсутствует в здании системы стимулирования и ценообразования нефтедобычи России. Основной, индикатором цен на нефтепродукты могут служить только реальные внутренние цены на нефть. Отсутствие регламентированного порядка формирования цен на свободную нефть внутри страны сдерживает развитие непосредственно нефтедобычи и первую очередь независимых компаний и существенно повышает риски инвесторов.

Ключевой проблемой развития независимого предпринимательства в нефтедобыче, как и отрасли в целом, безусловно, является отсутствие гибкого, адекватного затратам, ценам и качеству запасов нефти, дифференцированного налогообложения нефтедобычи.

Действующее налогообложение в нефтедобыче, а, по сути, простое плоское увеличение налоговой нагрузки, губительны для целого ряда нефтяных месторождений с пониженным качеством запасов, как по небольшим предприятиям, так и по крупным нефтяным компаниям. Налоговая система не обеспечивает рациональное и бережное недропользование. И, главное, введенные меры по плоскому увеличению налоговой нагрузки не позволяют государству изымать сверхдоходы (относительную ренту) по лучшим и уникальным участкам недр.

За счет «двойной привязки» НДС и пошлин к котировкам Юралс налоговая нагрузка по малым нефтяным компаниям в 2010 году, против дореформенного 2001 года возросла с 1318 руб./т до 7832 руб./т, или в 5,9 раз (Рис. 6). В целом удельные



Рис. 6

налоги и отчисления к цене нефти возросли с 36,9 до 66,3%. В то время как эта доля по интегрированным компаниям хотя и значительна, но за счет более высокой выручки примерно на 12–15 процентных пункта ниже, чем по НК. Подавляющая часть налогов и отчислений НК изымается в виде НДС и экспортных пошлин. В общих налогах эта доля за девять лет возросла с 54,8 до 86,6% или в 9 раз! С 723 до 6487 руб./т. Примечательно, что рост налоговой нагрузки практически не зависел от внутренних цен на нефть, а возрастающие мировые цены практически не повышали чистую выручку нефтяных компаний после цены в 25 долл./баррель и выше. Противостоит, что за эти годы при существенном (в 3,4 раза) росте мировых цен налоги на прибыль практически заморожены. Их роль ничтожно мала.

К сожалению, действующий режим налогообложения нефтедобычи принуждает нефтяные компании вести избирательную разработку месторождений, ограничивать возможности использования действующего фонда скважин и не применять относительно дорогие технологии повышения нефтеотдачи пластов поскольку прямые эксплуатационные затраты по ряду месторождений и скважин, остающиеся в распоряжении нефтяных компаний до налогообложения значительно превышают чистую выручку предприятий. В настоящее время она составляет только 25–30% от нефтяных котировок, причем чем выше цена, тем ниже эта доля. В то время как в других нефтедобывающих странах чистая выручка до налогообложения близка к уровню самих мировых цен. Происходит это только потому, что налоговая нагрузка предполагает изъятие доходов нефтяных компаний из выручки до налогообложения. Отсюда и прибыль как бюджетонаполняющий принцип в нефтедобыче России используется крайне слабо.

В то же время стремления улучшить действующее законодательство с помощью льгот приводят лишь к расширению перечня преференций, усложняют налоговое администрирование и допускают возможность коррупции. Думается, что нужно не расширять перечень льгот, а менять сам подход к налогообложению и стимулированию нефтедобычи.

Концептуально важно, чтобы основные поступления в бюджет страны поступали за счет специального налога от добычи нефти или своеобразного НДС или налога на сверхприбыль распространяемого на все действующие (а не только на новые) месторождений не за счет выручки до налогообложения, а от результатов финансовой деятельности предприятий. Это обеспечит рентабельную работу подавляющего фонда скважин, повысит эффективность работы всех операторов по добыче нефти, в том числе и независимых нефтяных компаний.

Необходимо отметить, что усиливающаяся по последнее время монополизация, деградация рыночной среды, непрозрачность нефтяной отрасли – этой своеобразной витрины российской экономики, противоречит современным демократическим тенденциям развития экономики Запада. Чтобы воспрепятствовать этому процессу, государству необходимо создавать и поддерживать условия для развития малого и среднего нефтебизнеса. Только с его помощью можно добиться здорового функционирования внутреннего нефтяного рынка и бережного использования МСБ.

Главная же задача государства обеспечить всем недропользователям равные условия конкуренции, имея в виду сбыт продукции и справедливое ценообразование на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов. Настала пора не декларировать эти проблемы, а перейти к конкретным шагам, начиная с законодательного закрепления статуса малой нефтяной компании и снижения налоговой нагрузки при разработке мелких месторождений на которых работают небольшие нефтяные компании. Именно с этим связаны как перспективы развития ТЭК в целом, так и его составной части малого предпринимательства в нефтедобыче.



410030, г. Саратов, ул. Соколова, д. 108, кв. 2  
 тел./факс: (8452) 287897, 235078, 236201, 235231  
 e-mail: zaslony@net.ru  
 www.ooozaslony.ru

Сапа мен бағаның мықты ынтымақтастығы!  
 Крепкое партнерство цены и качества!  
 Strong partnership of price and quality!



- Комплексная поставка газового и промышленного оборудования
- Регуляторы давления газа
- Фильтры газовые
- Автоматические газораспределительные станции
- Подогреватели газа
- Блоки одоризации
- Счетчики газа промышленные, бытовые
- Пункты газорегуляторные шкафные, блочные
- Газогорелочные устройства
- Сигнализаторы загазованности
- Запорная арматура
- Электрохимзащита



ООО «Заслон» является официальным дилером заводов

Предприятие является членом Торгово-промышленной палаты Саратовской области





## ВЛИЯНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА СВОЙСТВА ПРОПАНТОВ

### ВВЕДЕНИЕ

При бурении и эксплуатации скважины проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП), в том числе закрепленных пропантом трещин после ГРП, снижается вследствие загрязнения её буровым раствором в процессе бурения, наплыва мелких частиц породы и мехпримесей, выпадения солей из пластовой жидкости, присутствия остатков неразрушенного брейком геля и т.д. В этом случае, для повышения проводимости ПЗП часто применяются кислотные обработки, растворяющие загрязнения. Существует множество технологий и специальных реагентов, позволяющих вести обработку осмысленно и добиваться высокой эффективности, среди которых самоотклоняющиеся кислотные системы, специальные добавки для снижения обводненности продукции, растворители буровых растворов, технологии кислотной обработки с помощью колтюбинга и т.д. [1-3]. В связи с этим, важное значение приобретает кислотоустойчивость пропантов. В настоящей статье приведены результаты исследования о влиянии кислотной обработки на важнейшие эксплуатационные свойства пропантов.

Для исследования были взяты три образца пропантов фракции 16/30 различных производителей. Основные свойства пропантов сравнимы и приведены в таблице 1. При этом образец №2 показал лучшее сопротивление раздавливанию, у образцов №1 и 3 она сравнима, образец №3 – минимальную насыпную плотность и худшую растворимость в кислотах, у образцов №1 и 2 – они сравнимы.

### ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПРОПАНТОВ ПОСЛЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

**Сопротивление раздавливанию.** Это характеристика прочности пропантов. Воздействие кислот заметно снижает прочность всех тестируемых составов пропантов (рис. 1). Наименьшей абсолютной величиной снижения характеризуется образец №1, наибольшей – образец №2. Проводя корреляцию между абсолютным снижением прочности пропантов после растворимости в кислотах и показателями самой растворимости (таблица 1) можно сделать вывод, что тест пропантов на раство-

римость не дает объективную оценку для прогнозирования их прочности после кислотной обработки.

**Проводимость и проницаемость.** Долговременную проводимость пропантов до кислотной обработки и после определяли согласно ISO 13503-5:2006. Условия испытания: песчаник из штата Огайо; Испытательная жидкость 2% раствор KCl; Давление 2000 – 10 000 фунтов на кв.дюйм с шагом в 2000 фунтов; Концентрация пропанта – 2 lbf/in<sup>2</sup>; Температура 250 градусов по Фаренгейту; Время выдержки 50 час на каждом давлении.

Анализируя данные измерений, представленных на графике рисунка 2, видно, что проводимость пропантов после кислотной обработки заметно изменилась. Если до кислотной обработки, в порядке убывания проводимости, выстраивался ряд: Образец №2 – Образец №1 – Образец №3, то после обработки образец №2 в этом ряду занял последнее место, а ряд стал выглядеть следующим образом: Образец №1 – Образец №3 – Образец №2. При этом образец пропанта №2 испытывает значительное разрушение ещё на низких давлениях 2000–4000 psi. Его проводимость составляет всего 1272 md-ft в сравнении с 15110 md-ft до в кислотной обработки.

На уровне наиболее высоких значений проводимости и проницаемости после кислотной обработки остались пропанты образцов №1 и №3. Изменение их ширины слоя на этапе 4000 psi составляет 5% и 9%, соответственно, а при давлении 10000 psi – 17% и 22% соответственно. При этом проводимость и проницаемость пропантов образца №1 несколько выше, чем у образца №3. Наибольшее расхождение величиной от 438 до 1072 md-ft наблюдается в области высоких значений.

**Устойчивость пропантов к длительному воздействию кислот.** Определение растворимости пропантов в кислотах проводилось в соответствии с ГОСТ Р 51761 с использованием смеси соляной и фтористоводородной кислот в соотношении 12:3 при температуре 65°C с разной выдержкой 0,5 – 24 час<sup>1</sup>. Результаты растворимости пропантов представлены на графике рис. 3.

Результаты испытания свидетельствуют о том, что разрушающему воздействию смеси кислот HF и HCl наибольшим об-

разом подвержены пропанты образца №3 – показатель их растворимости самый высокий. Наименее растворимы пропанты образца №2. Кривая значений растворимости пропантов образца №1 на приведенном графике рис. 3 занимает среднее положение.

### ВЫВОДЫ

Воздействие кислот на пропанты приводит к изменению основных свойств и, соответственно, служебных характеристик.

Приведенные данные наглядно демонстрируют вероятность того, что качественные, занимающие основные лидирующие позиции по ряду начальных характеристик пропанты (образец №2), при использовании их в условиях службы, отличающихся применением кислотных реагентов, могут оказаться малоэффективными из-за явного снижения механической прочности и проводимости. В тоже время пропанты (образец №1), обладающие средними физико-механическими показателями, оказываются более устойчивы к воздействию кислотного фактора и способны сохранять свои коллекторские свойства в условиях средних давлений на протяжении длительного времени.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Объективная оценка пропанта должна основываться на данных дополнительных исследований и испытаний, в число которых необходимо включить оценку состава, структуры, гидродинамических фильтрационных характеристик. Это следует учитывать нефтяным и сервисным компаниям при отборе кандидатов на поставку пропантов для проведения ГРП. Специалисты ОАО «БКО», располагая соответствующей исследовательской аппаратурой, готовы оказать услуги по проведению комплексных тестовых испытаний пропантов.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Применение комбинированной технологии обработки скважин композицией на основе соляной кислоты и реагента ПАК / Медведев А.Д., Сабитов С.С., Садивский С.Я. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – с. 94-95.
2. Интенсификация добычи нефти методом обработки призабойной зоны кислотной микроэмульсией / Нефёдов Н.В. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – с. 58-61.
3. Вопросы, возникающие при обработках добывающих и нагнетательных скважин кислотными композициями семейства «Химеко ТК», а также растворами кислот и солей с добавками реагента «Нефтенол К» / Силин М.А., Магадова Л.А., Елисеев Д.Ю., Пахомов М.Д., Заворотный А.В. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 9. – с. 44-46.

<sup>1</sup> Используются: соляная кислота по ГОСТ 3118, фтористоводородная кислота по ГОСТ 10484. Рабочий раствор смеси соляной и фтористоводородной кислот с массовым соотношением 4:1 готовят следующим образом: в мерную емкость наливают 500 см<sup>3</sup> дистиллированной воды, добавляют 54 см<sup>3</sup> концентрированной (45 %) фтористоводородной кислоты и 293 см<sup>3</sup> концентрированной (37 %) соляной кислоты. Доводят объем до 1000 см<sup>3</sup> дистиллированной водой и тщательно перемешивают.

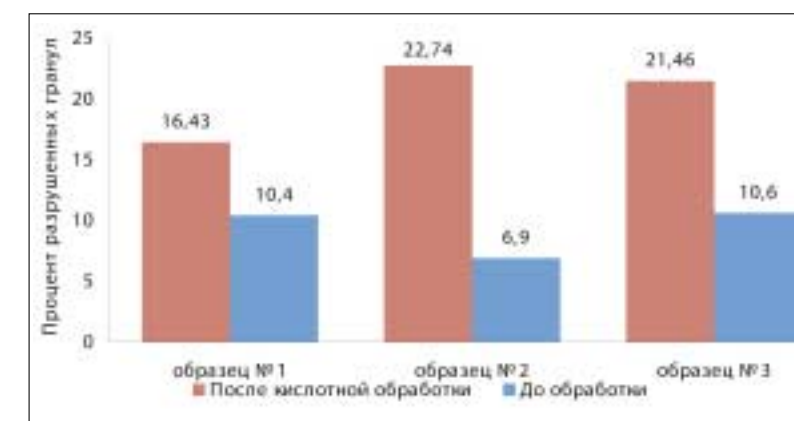


Рис. 1. Влияние кислотной обработки на сопротивление раздавливанию

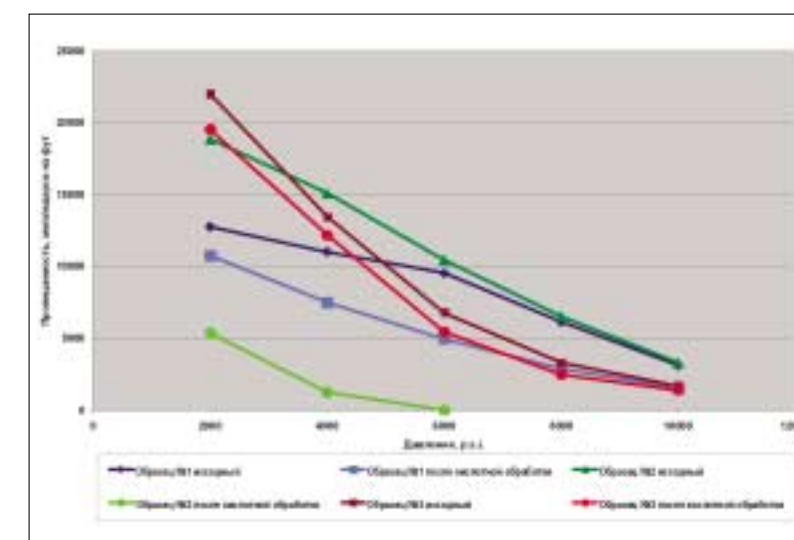


Рис. 2. Долговременная проводимость тестируемых пропантов до и после кислотной обработки

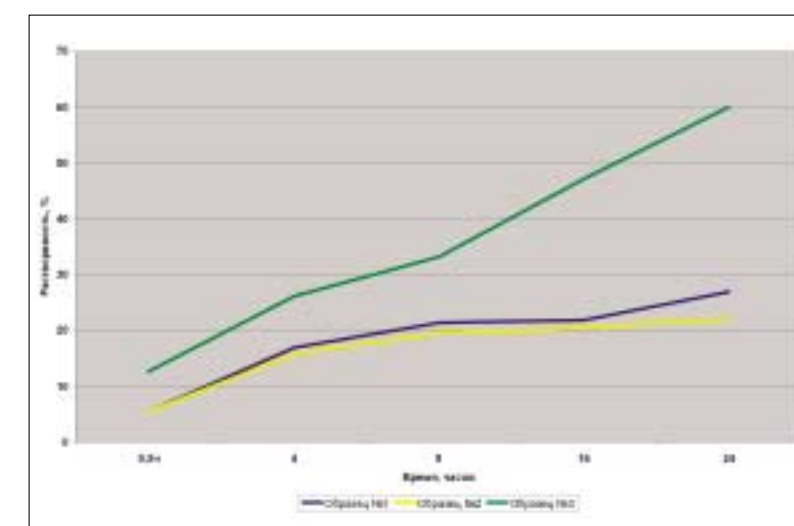


Рис. 3. Графики растворимости тестируемых пропантов в кислотах с течением времени

Таблица 1. Результаты испытаний пропантов фракции 16/30

Параметры	Образец №1	Образец №2	Образец №3
Сопротивление раздавливанию, при давлении МПа (psi)	51,7 (7500)	5,1%	2,6%
	68,9 (10000)	10,4%	6,9%
	86,2 (12500)	15,2%	11,7%
	103,4 (15000)	22,9%	16,5%
Содержание основной фракции, % масс.	99,7	98,5	99,1
Насыпная плотность, г/см <sup>3</sup>	1,82	1,87	1,54
Сферичность (по Крумбейну и Слоссу)	0,88	0,88	0,90
Округлость (по Крумбейну и Слоссу)	0,85	0,89	0,87
Растворимость в смеси кислот HCl/HF	4,7	4,9	10,2





ОАО «БОРХИММАШ»  
www.oaobhm.ru

## АВО «Айсберг» в технологических процессах охлаждения

Борисоглебский ордена Трудового Красного Знамени завод химического машиностроения (ОАО «Борхиммаш») – один из ведущих производителей теплообменного оборудования, востребованного как на внутреннем, так и внешнем рынке.

Изготавливаемое оборудование широко используется в технологических процессах охлаждения нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей, нефтехимической и др. отраслях. Основными партнерами являются: ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «НК «РУССНЕФТЬ», ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», ОАО «Лукойл», ОАО «Сибур-холдинг», ОАО «НК Транснефть», ТНК-ВР и др.

Сегодня ОАО «Борхиммаш» – это динамично развивающееся предприятие в составе Группы компаний «Лимонте».

Технологические процессы химических, нефтеперерабатывающих производств, добычи и переработки газа, эксплуатация компрессорных станций газотранспортных магистралей требуют отвода избыточного тепла. На протяжении долгого периода времени в качестве охлаждающего агента использовалась пресная вода. Оптимальным решением понижения температуры являются Аппараты воздушного охлаждения (АВО), в которых охлаждающим агентом служит атмосферный воздух. Воздух – это чистая охлаждающая среда, которая не требует специальной обработки, поэтому АВО не затрачивают большого расхода ресурсов и обуславливают экономическую эффективность этих систем по сравнению с водяными и криогенными.

Применение АВО позволяет обеспечивать охлаждение сырья независимо от наличия источников водоснабжения, что особенно важно в условиях Крайнего Севера с вечной мерзлотой и пустынной местностью и в странах с жарким климатом. А также

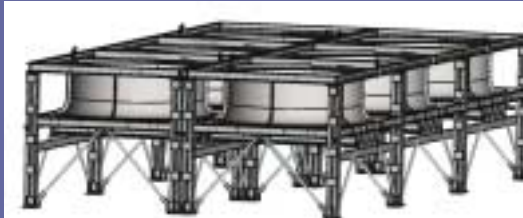
позволяет решать ряд актуальных задач: уменьшение водопотребления на технические нужды, сохранение окружающей среды, уменьшение засаливания почв и загрязнения водоемов. АВО – это наиболее экономичный и экологичный способ охлаждения, предпочтительный для охлаждения теплоносителей с температурой выше 60 градусов по Цельсию.

Более сорока лет ОАО «Борхиммаш» изготавливает теплообменное оборудование. В настоящее время приоритетным направлением в работе ОАО «Борхиммаш» является – изготовление АВО и их модернизация.

Номенклатура выпускаемого оборудования включает в себя стандартные типовые аппараты воздушного охлаждения (АВГ, АВЗ, АВМ), аппараты воздушного охлаждения нового поколения блочно-модульного типа (БМ, «Айсберг») на рабочее давление от 0,6 до 32,0 МПа, теплообменные кожухотрубчатые аппараты, емкостное оборудование в различном материальном исполнении (углеродистые, нержавеющие, специальные стали и сплавы, оцинкованные металлоконструкции).



Рис. 1. Аппарат Айсберг поставляется четырьмя блоками в полной заводской готовности



Надежные технологические решения, эргономичный дизайн и накопленный производственный опыт предприятия воплощены в АВО «Айсберг», спроектированных в соответствии с ТУ 3612-017-00218880-2008, утвержденным в ОАО «Газпром». Аппарат разработан с учетом эксплуатации в условиях Крайнего Севера с морским климатом и был изготовлен для обустройства сеноман-аптских залежей Бованенковского НКГМ.

Металлические конструкции и площадки обслуживания изготовлены с заводским покрытием методом горячего цинкования. Конструкция аппарата обеспечивает повышенную устойчивость и вибростойкость, позволяет произвести финишную сборку без применения сварки и транспортировать блоки в полной заводской готовности до места назначения. Применение рабочих колес и плавного входа коллектора из композитных материалов позволило снизить энергопотребление аппарата и повысить КПД вентиляторной установки. Соединение труб со стенкой камеры выполнено обваркой с помощью орбитальной сварки и последующей развальцовкой. Данный вид крепления обеспечивает прочность и герметичность соединения. Для защиты от коррозии производится металлизация неоребранных концов теплообменных труб, покраска распределительных камер осуществляется по технологии и ингредиентами компании «Тикирила», обеспечивающими высокие антикоррозионные показатели. Комплекс выполненных улучшений позволил увеличить срок службы аппарата до 30 лет.

Поставка аппарата осуществляется в виде 2-х модулей металлоконструкций в сборе с вентиляторными установками и 2-х модулей секций в полной заводской готовности. Монтаж оборудования состоит из нескольких операций по установке блоков металлоконструкций на фундамент и соединению их с блоками секций рис. 1.


Аппараты объединяются в блок при помощи коллекторов входа-выхода продукта, что дает возможность, при обвязке аппарата подвести входной и выходной трубопроводы, выполнив по одному кольцевому шву.

Площадки обслуживания крепятся к аппарату консольно, с помощью болтовых соединений и не требуют обустройства дополнительного фундамента.

Таким способом решена актуальная проблема строящихся объектов на Крайнем Севере по уменьшению трудоемкости и ускорению процесса монтажа оборудования в условиях отрицательных температур и короткого лета, что подтвердилось при монтаже аппаратов на Бованенковском газоконденсатном месторождении (полуостров Ямал, объект ОАО «Газпром»).

ОАО «Борхиммаш» активно развивает свой производственный и научно-технический потенциал. За последние годы на производстве внедрены самое современное сварочное и металлообрабатывающее оборудование, проектирование продукции производится с помощью новых систем автоматизированного проектирования. Тепловые расчеты аппаратов ведутся на базе программы, представленной заводу в рамках членства в международной Ассоциации HTRI. Это в значительной мере ускоряет процесс комплексной разработки и изготовления оборудования, обеспечивает условия для удовлетворения требований заказчика.

Ежегодно ОАО «Борхиммаш» участвует в крупных нефтегазовых выставках России и Дальнего Зарубежья. И 2011 год не стал для нас исключением, в период с 21 по 24 июня 2011 года ОАО «Борхиммаш» принимает участие в международной выставке «НЕФТЬ и ГАЗ/MIOGE 2011» г. Москва в ЗАО «Экспоцентр», Краснопресненская набережная, 14.

Приглашаем Вас посетить экспозицию ОАО «Борхиммаш» на стенде № 8156 в пав. № 8, зал 1. Грамотные специалисты технических отделов и маркетинговой службы проконсультируют Вас по всем интересующим вопросам. 





**БТ** Буртехнологии  
ПЕРМСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

В настоящее время основная добыча углеводородного сырья приходится на месторождения, которые эксплуатируются в течение десятилетий. Доля вновь открытых крупных месторождений в объемах эксплуатации невелика. В этой связи большое значение придается совершенствованию технологий, направленных на повышение нефтеотдачи. При этом усовершенствования начинают с этапа процесса строительства скважины.

Одна из актуальных целей – разработка эффективных буровых растворов для вскрытия продуктивных горизонтов с максимальным сохранением природных коллекторских свойств, для горизонтальных скважин с открытым забоем.

Все ведущие сервисные зарубежные и отечественные компании, оказывающие услуги в области промысловых жидкостей, проводят разработку и преобразование буровых растворов для вскрытия продуктивных интервалов. Основной упор в этом направлении делают на безглинистые биополимерные буровые растворы.

Широкое распространение безглинистых буровых растворов обусловлено рядом их свойств. И, в частности, их позиционируют как растворы, сохраняющие емкостные характеристики призабойной зоны. Однако, как показал опыт, это не вполне соответствует действительности. Даже используя высокоэффективную систему очистки невозможно полностью исключить содержание мелкодисперсной твердой фазы в растворе. Эта фаза, действуя совместно с водным фильтратом и растворенными полимерными реагентами загрязняет призабойную зону, несмотря на формирование прочных и малопроницаемых фильтрационных экранов.

Для снижения вероятности повреждения призабойной зоны продуктивного пласта, при разработке безглинистых биополимерных растворов ставят следующие задачи:

- создать малопроницаемую гидрофильную фильтрационную корку на стенке скважины;
- подобрать эффективные ингибиторы для ограничения набухания глинистого материала в порах коллекторов;
- подобрать ПАВ для предупреждения формирования эмульсий;
- снизить концентрации полимерных и полисахаридных реагентов без ухудшения реологических и фильтрационных свойств;
- добиться беспрепятственного образования проводящих каналов в призабойной зоне (в области присутствия составляющих бурового раствора) при создании минимальной депрессии при вызове притока.

Специалисты компании «Буртехнологии», принимая во внимание основные тенденции современных разработок и актуальные требования к ним предъявляемые, провели работы по созданию системы биополимерного бурового раствора, названной «Брукс». Разработанный раствор применим для бурения скважин в терригенных разрезах в условиях низких пластовых давлений с открытым забоем. При этом, «Брукс» обеспечивает максимальное сохранение емкостных характеристик продуктивного пласта.

Система биополимерного раствора «Брукс» обладает уникальными коагулирующими способностями приствольной зоны. Под воздействием раствора образуется низкопроницаемая гидрофильная корка-мембрана, которая действует как малопроницаемый экран для водного фильтрата. Но при этом она способна быстро разрушаться под воздействием углеводородной среды при вызове притока.

Поставленные задачи были достигнуты следующими методами:

- **При разработке применялись новейшие производные полисахаридов.** Это позволило снизить общее содержание полимерной составляющей в буровом растворе до уровня 7-12 кг/м<sup>3</sup> (для сравнения, в традиционном безглинистом буровом растворе – 20-30 кг/м<sup>3</sup>). При этом реологические и фильтрационные свойства остались на уровне прежних значений. Также это повысило устойчивость раствора к большинству загрязняющих факторов, таких как: все виды солей, пластовых вод и мелкодисперсной фазы от выбуренной породы.

- **Тщательно подобранный фракционированный мрамор** обеспечил коагуляцию пор в широком диапазоне размеров. Мрамор подбирался с учетом размеров пор продуктивного интервала.

- **Разработанный уникальный «жидкий» коагулянт** значительно повысил эффективность мраморных коагулянтов. Данный эффект обеспечивает образование вязкой гидрофобной мембраны между частичками изолирующего материала и стенками пор коллектора, что эффективно препятствует проникновению фильтрата и мелкодисперсной фазы в призабойную зону пласта. Такой комплекс положительно влияет на снижение коэффициента трения, что позволяет повысить эффективность бурения и практически полностью избежать дифференциальных прихватов.

- **Родство «жидкого» коагулянта и нефти** обеспечило более низкое давление начала притока при освоении скважины.

- **Стабильность параметров при температуре** до 120 градусов Цельсия.

Мы уверены, что система бурового раствора «Брукс» найдет применение при бурении скважин в разных геолого-технических условиях и стадиях разработки: как в первой стадии с высоким пластовым давлением, так и во второй или третьей с низкой энергетикой продуктивных пластов.

ООО «Пермская сервисная компания «Буртехнологии» предлагает технологический комплекс строительства скважин, включающий в себя растворы для первичного вскрытия продуктивных пластов, подготовки ствола скважины к цементированию, крепления обсадных колонн перфорационные жидкости для вторичного вскрытия пластов.

**БТ** Буртехнологии  
ПЕРМСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

Качество для будущего

В чем наше преимущество?

- 1) Технологический комплекс строительства скважин
- 2) Инновационные подходы к условиям бурения
- 3) Оперативное решение поставленных задач

Каковы наши возможности?

- 1) Широкий спектр буровых растворов, в том числе азрированные
- 2) Широкий спектр тампонажных составов, в том числе ударопрочные, расширяющиеся, облегченные
- 3) Составы для глушения скважин в условиях АНПД и АВПД, в том числе азрированные ВУСы
- 4) Высококвалифицированный штат инженеров, проведение сопровождений одновременно на большом количестве объектов
- 5) Оборудованные по стандартам API полевые и стационарные лаборатории

Какие получены результаты?

- 1) Технологическая безопасность проводки скважины
- 2) Хорошая надежность крепи, отсутствие заколонных перетоков
- 3) Высокий уровень восстановления коллекторских свойств продуктивного пласта

Компания «Буртехнологии» основана в 2001 году. Основными заказчиками являются предприятия: «ЛУКОЙЛ-Пермь», «ЛУКОЙЛ-Коми», «Буровая компания «Евразия» (Пермский и Усинский филиалы), «Буровой инженерный сервис» («Аргос»), «Печоранефтегаз», «Онтустик Мунайгаз», «НефтьТехСервис», «Бастау и К», «Газпром», «Газпромнефть», Vuzachi Operating Ltd, «ЮБСГ», «ERIELL Corporation s.r.o.» (Чешская Республика).

г. Пермь, тел./факс: (342) 218-21-90, 218-21-91, e-mail: pskbt@mail.ru, http://www.pskbt.narod.ru





Геофизические лаборатории и каротажные станции  
для любых климатических условий.



Принимаем заказы на работы в нефтяных, рудных,  
гидрогеологических скважинах.

ООО "Велко", Москва  
+7 (495) 912 09 57, 232 33 06, velco@velco.ru



**Инновационные технологии  
в создании оборудования  
для нефтегазовой отрасли.**

Компания "Велко" является признанным лидером в разработке широкого спектра каротажных подъемников для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Наличие квалифицированных конструкторов и технологов, современной производственной базы позволяет наряду с выпуском стандартных геофизических подъемников ПКС-2, ПКС-3.5, ПКС-5, ПКС-7 разрабатывать универсальные подъемники большой грузоподъемности ПКС-12 с механическим и гидравлическим приводом для тяжелых геофизических кабелей с разрывным усилием 12-25 тонн, для работ в горизонтальных скважинах.

Значительное место в перечне продукции компании "Велко" занимают передвижные лаборатории различного назначения: каротажные станции, перфораторные станции, лаборатории контроля и управления для гидроразрыва пласта, лаборатории для перевозки взрывчатых веществ, полевые экологическая и гидрогеохимическая лаборатории. Мобильная замерная установка продукции газовых скважин обеспечивает проведение измерений потока газа с передачей информации в цифровой форме в лабораторное измерительное отделение, находящееся на подвижном шасси. Станция для гидродинамических исследований обеспечивает проведение работ в скважинах на глубине до 3000 м. Наша компания является единственным в России предприятием осуществляющим разработку и изготовление лебедок для геофизических исследований, для работ в химически агрессивных средах, для морских исследований, в шахтах и горных выработках, для аэрогеофизических работ. Выпускаемое оборудование сертифицировано.

Программное обеспечение поставляемое "Велко" включает сертифицированный "Программный комплекс для обработки данных геофизических исследований АРМГ-W". Комплекс содержит набор функций, обеспечивающих высокий уровень обработки данных ГИС, зарегистрированных современными компьютеризированными станциями: блоки ввода данных, интерактивно-графического редактора диаграмм каротажа.







## ООО Торговый Дом «ВолгаПромСервис» ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



**А.П. КОЩЕВ**  
Генеральный директор  
ООО «Торговый Дом  
«ВОЛГАПРОМСЕРВИС»

Общество с ограниченной ответственностью «Торговый Дом «ВОЛГАПРОМСЕРВИС»» образовано на базе предприятия «ВолгаПромСервис», как его официальная сбытовая структура.

ООО «ВолгаПромСервис» существует с 2005 года.

Целью его создания являлось производство некоторых видов оборудования, используемого добыче и транспортировки нефти и газа.

В настоящее время на предприятии освоено выпуск следующего спектра оборудования:

- арматура фонтанная типа АФК1-АФК6, на давление до 35 МПа;
- обвязки колонные клинчевые типа ОКК1-ОКК3 на давление до 35 МПа;
- задвижки шибберные типа ЗМС на давление до 35 МПа;
- дроссели угловые и прямоточные, регулируемые и не регулируемые;
- клапаны обратные для арматуры фонтанной;
- краны манометровые на давление до 35 МПа и разделители сред;
- детали компоновки колонны (переводники, переходники, муфты, патрубки);
- расходные материалы для свабирования скважин (манжеты сваба, сальники очистителя);
- РТИ (манжеты пакерных устройств, манжеты уплотнений СУСГ, различные уплотнения и прокладки);
- технологическая оснастка для эксплуатации нефтепромыслового оборудования – различные ключи, устройства смены задвижек под давлением, пробоотборники, патрубки экологирования, заглушки;

- нагнетатели смазки плунжерные ручные на давление до 35 МПа, позволяющие закачивать смазку в задвижки, пакерные устройства и т.д.;

- ролики кабельные РК для предотвращения аварийных ситуаций при спуске ЭЦН;

Возможно изготовление любого нестандартного оборудования – переводных катушек, адаптеров, блоков дросселирования и т.д., как по чертежам заказчика, так и по разработанной нами КД, в соответствии с техническими заданиями заказчика. Возможно производить ремонт выпускаемого оборудования после окончания срока его эксплуатации, при каких-либо повреждениях в процессе эксплуатации и т.д. Возможно также производить ремонт аналогичного оборудования, выпускаемого другими предприятиями.

Для производства продукции на предприятии имеется вся необходимая техническая база и высококвалифицированные кадры. Конструкторско-технологические службы четко и грамотно координируют работу, что позволяет обеспечить высокий уровень производства.



При изготовлении продукции применяется современное металлообрабатывающее оборудование и высокотехнологичная оснастка и приспособления. Сварка в среде защитных газов позволяет сваривать практически любые металлы с безупречным качеством сварного шва. Все расходные материалы и покупные полуфабрикаты проходят тщательный входной контроль.

Для контроля качества выпускаемой продукции применяются высокоэффективные методы, такие как ультразвуковой и рентгенологический контроль сварных швов, гидротестирования на стенде узлов и изделий давлением до 1000 МПа, спектральный метод определения марки материала и многое другое, что позволяет быстро и с высокой степенью точности определить состояние произведенной продукции.

Все это позволяет производить продукцию практически со 100 процентным качеством и минимизировать затраты на производство, что делает выпускаемую продукцию, так же и конкурентноспособной.

Специалисты предприятия находятся в постоянном контакте с потребителями оборудования, что позволяет быстро решать возникающие в процессе монтажа и эксплуатации вопросы. ООО «ВолгаПромСервис» постоянно ведет модернизацию выпускаемого оборудования, с целью улучшения его технических характеристик, продления срока службы, при этом учитывая пожелания непосредственно потребителей.

В дальнейшем ООО «ВолгаПромСервис» планирует организовать службу сервиса, что позволит техническому персоналу предприятия осуществлять техническое обслуживание поставленного оборудования непосредственно у потребителя, включая и монтажные работы.



Генеральный директор ООО «ВолгаПромСервис»  
**Владимир Анатольевич ЕВСЕЕВ**  
Адрес: 432072, РФ, г. Ульяновск, 9-й проезд  
Инженерный, 20 e-mail: volgapromservis@mail.ru

Генеральный директор ООО «Торговый Дом  
«ВОЛГАПРОМСЕРВИС»» **Алексей Петрович КОЩЕВ**  
Адрес: 443028, РФ, г. Самара, Московское шоссе, 20,  
строение 75  
Тел./факс: +7 (846) 996-24-95, 996-24-83, 244-98-33  
www. minera-sam.ru. e-mail: td-vps@mail.ru





## МОНТАЖ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ: ТРАДИЦИИ И НОВАЦИИ

**Башкортостан – регион развитой нефтепереработки и нефтехимии. Здесь действует один из крупнейших в Европе нефтяной, химический и нефтеперерабатывающий комплекс, успешно развиваются все три составляющие создания его производственных мощностей: научно-исследовательская деятельность, проектирование, строительство.**

В 2001 году в Уфе был создан многопрофильный научно-производственный Консорциум «ВОСТОК» в составе ГУП «Институт нефтехимпереработки (ИНХП)», ГУП «Башгипронефтехим (БГНХ)» и ОАО «Акционерная компания Востокнефтезаводмонтаж (ВНЗМ)». Имея в своем составе опытных высококвалифицированных специалистов, Консорциум успел накопить значительный опыт комплексного ведения работ по строительству и вводу объектов в эксплуатацию. С его участием спроектированы и введены в строй современные производственные объекты в ОАО «АНК «Башнефть», ОАО «Газпром нефтехим Салават» (до 2011 г. – ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»), ОАО «Полиэф», ОАО «Башкирэнерго», ОАО «Татнефть», ООО «Севергазпром», ООО «Лукойл-Пермь» и в других крупных российских компаниях.

БашНИИ НП-ИНХП вместе с относящимся к нему опытным заводом является многопрофильным научно-исследовательским и проектно-технологическим Центром нефтепереработки и нефтехимии Республики Башкортостан и Российской Федерации. Большинство установок России и стран СНГ по производству нефтяных коксов и битумов построены по разработкам института. Сегодня институт активно занимается разработкой технологии с последующим выполнением рабочего проекта установки «Гидрокрекинг» на ОАО «ТАНЕКО» в Нижнекамске, выполняет ряд других аналогичных работ.

Среди направлений деятельности БГНХ основными являются: комплексное проектирование химических, нефтехимических, нефте- и газоперерабатывающих производств и объектов, а также других взрывопожароопасных объектов, подконтрольных Ростехнадзору; проектирование объектов жилищно-гражданского строительства, котельных установок, инженерных сетей и коммуникаций, трубопроводов пара и горячей воды, сосудов, работающих под давлением; разработка деклараций промышленной безопасности производственных объектов; экспертиза промышленной безопасности проектной документации и технических устройств.

Лидером консорциума является ОАО «Акционерная компания Востокнефтезаводмонтаж» – специализированная организация в области монтажа технологического оборудования, изготовления и монтажа стальных резервуаров и газгольдеров, трубопроводов и металлических конструкций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте предприятий нефте-газопереработки, химии и нефтехимии, нефтяной и газовой промышленности и др. Накоплен опыт совместной работы по монтажу объектов импортной поставки более чем с двадцатью иностранными фирмами.

В последние годы значительный объем строительно-монтажных работ ВНЗМ выполняет в качестве генерального подрядчика, внедрена и успешно действует система управления проектами. Из числа первого заместителя генерального директора – главного инженера, его заместителей, ведущих специалистов производственно-технического управления приказом назначаются руководитель проекта и руководитель работ. На строительной площадке создается штаб стройки – проектный офис, оснащенный соответствующей оргтехникой, компьютерным оборудованием с предустановленным программным обеспечением.

Численный состав команды проектного офиса (до 30 человек), квалификация специалистов определяется руководителем проекта и зависит от масштаба проекта, его сложности, места расположения объекта строительства, планируемых сроков реализации проекта. Составляются графики производства работ, ведется учет и контроль за исполнением этих графиков. Ведущие специалисты ОАО «АК ВНЗМ» руководят работами, координируют субподрядные организации в процессах реализации проектов, разрабатывают планы строительства и контролируют их исполнение с помощью компьютерных программ Microsoft Project, Primavera.

В общем комплексе оборудования предприятий различных отраслей промышленности одной из важнейших составных частей являются технологические трубопроводы. Они составляют от 20 до 30 процентов общего веса оборудования химических и нефтеперерабатывающих заводов, а на некоторых предприятиях отрасли их удельный вес достигает 40 процентов общего веса такого оборудования. Поэтому на протяжении более чем полувекового существования механо-монтажного треста ВНЗМ, преобразованного в конце 1990-х годов в акционерную компанию, особое внимание уделялось и уделяется индустриализации и модернизации работ по монтажу трубопроводов. Эта работа началась с переноса изготовления деталей трубопроводов и опор с монтажных участков в мастерские, затем в мастерских начали изготавливать отдельные узлы трубопроводов, что позволило повысить производительность труда при монтаже внутрицеховых трубопроводов на 25 процентов.

Позже строительство производственных баз монтажных управлений стало единой политикой в работе руководства трестом. С целью сокращения верхолазных работ и повышения производительности труда монтаж металлоконструкций проводился укрупненными блоками. Такая практика монтажа является законом и правилом поведения на всех предприятиях компании и сегодня.



Подъем реактора на ОАО «Щекиноазот»

В настоящее время компания имеет в своем составе два завода по изготовлению металлоконструкций и резервуаров. Мощность каждого – 12 тысяч тонн изделий в год. На заводах организован законченный технологический цикл: изготовление металлоконструкций от стадии разработки конструкторским отделом чертежей до выпуска готовой продукции без привлечения смежников и подрядчиков. Обновляется технологическое оборудование, в том числе сварочное; в распоряжении заводчан установка дробеметной очистки металла, линия покраски металлоконструкций методом электростатического напыления, машина плазменной резки металла «Комета-М», ленточнопильный станок.

Помимо заводов МК, в составе монтажных предприятий функционируют девять цехов по изготовлению трубных узлов с хорошо отработанной технологией их производства. Симбиоз единого комплекса изготовления в цеховых условиях конструкций и узлов трубопроводов позволяет на современном уровне обеспечить динамичное развитие монтажного процесса на объектах строительства.

Цеха трубных заготовок позволяют выполнять до 80 процентов сварных стыков современным сварочным оборудованием в стационарных условиях. Здесь изготавливаются узлы трубопроводов диаметром от 14 мм до 2 метров. Материал используется в зависимости от назначения технологического объекта: углеродистые, высоко- и низколегированные стали, титановые и алюминиевые сплавы, полимерные материалы. В цехе производятся заготовки для труб, способных эксплуатироваться при давлении до 320 кг/см<sup>2</sup>. Все технологические операции в цехе полностью механизированы. Трубы сразу обрабатываются под сварку. Имеются механизмы для резки труб с образованием фаски, применяются новые сварочные автоматы и материалы.

Компания имеет опыт работы по монтажу и автоматической сварке шаровых резервуаров (газгольдеров) объемом до 2000 м<sup>3</sup>. За последние пять лет были смонтированы 95 шаровых газгольдеров емкостью 600 м<sup>3</sup> в разных регионах страны (Новый Уренгой, Тарко-Сале, Пермь, Сургут, Туапсе) и в Казахстане; 72 из них – в условиях Крайнего Севера. При работе в условиях низких температур (до –35°С) используются быстровозводимые обогреваемые шатровые укрытия, спроектированные и изготовленные по заданию ВНЗМ. Специально под работу с шарами восстановлены и изготовлены 11 манипуляторов для сборки и автоматической сварки шаровых резервуаров. Это позволило обеспечить выполнение значительных объемов в короткие сроки. Так, в Тарко-Сале (на строительстве Пуровского ЗПК) менее чем за два года смонтировано 48 шаров.

Специалистами компании разработаны и внедрены несколько технологий укрупнительной сборки и сварки сферических резервуаров: сборка укрупненных блоков на стендах с последующей сборкой и сваркой шара на манипуляторе; сборка укрупненных блоков на стендах с последующей сборкой шара на низкой опоре – затем установка собранного шара на манипулятор с последующей автоматической сваркой; сборка шара в вертикальном положении – с последующей неповоротной сваркой; сборка шара с разной степенью укрупнения монтажных блоков (двух-, трех-, четырех-, пятилепестковыми блоками и полусферами), в зависимости от раскрытия оболочки (10 или 16 лепестков) и от наличия на монтажной площадке грузоподъемных кранов. Технология выбирается исходя из конкретных условий, строительной части, наличия кранов и манипуляторов, сварочного оборудования и т.д. На все способы разработаны проекты производства работ и технологии сварочных работ. Специально для данного вида работ были обучены слесари-сборщики в пяти монтажных предприятиях и подготовлены 14 бригад (150 специалистов) плюс сварщики и дефектоскописты.

Наличие в компании необходимого опытного и квалифицированного персонала позволяют сконцентрировать в нужный



Монтаж шаровых резервуаров на строительстве Пуровского ЗПК

момент на строительных площадках достаточное количество специалистов. Бригады «ВНЗМ» – это мобильные коллективы из 6 – 20 квалифицированных работников, в состав которых входят монтажники, газорезчики и сварщики. Они обеспечены комплектом современного инструмента и оборудования. При необходимости осуществляется быстрая мобилизация бригад, выполняются работы в круглосуточном режиме в три смены, в том числе вахтовым методом.

Большое внимание уделяется подготовке кадров. С 2003 года действует учебно-аттестационный центр по подготовке и аттестации руководителей, специалистов и рабочих; постоянно организуются курсы повышения квалификации рабочих, бригадиров и линейных ИТР. Имеется аттестационный пункт по аттестации сварщиков, входящий в состав Головного аттестационного центра (ГАЦ) Республики Башкортостан.

В рамках договора о совместной деятельности Уфимского государственного технического университета (УГНТУ) и компании с целью подготовки квалифицированных инженерных кадров для предприятий ВНЗМ создана как структурное подразделение компании базовая кафедра «Технология нефтяного аппаратостроения» УГНТУ-ВНЗМ.

В третьем тысячелетии компания приняла участие в строительстве Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств ОАО «Танеко» (г. Нижнекамск, Республика Татарстан), объектов производства метанола в ОАО «Щекиноазот», нефтеналивной установки в ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ», в обустройстве Ванкорского месторождения «Роснефти», реконструкции Аккермановского рудника и строительстве печной линии по переработке отходов горного и металлургического производства в ООО «Южно-Уральская горно-перерабатывающая компания» (г. Новотроицк Оренбургской области), возведении Морской ледостойкой стационарной платформы на ОАО «ПО «Севмаш» (г. Северодвинск Архангельской области), вела работы на многих других промышленных объектах на территории Российской Федерации, а также на территории Башкирии.

Таким образом, сегодня на российском строительном рынке укрепляет свои позиции Консорциум «Восток», способный обеспечить разработку технологии рабочего процесса и всего комплекса мероприятий по строительству объекта. Лидер консорциума – строительно-монтажная компания ВНЗМ – в отличие от так называемых инжиниринговых фирм, обладающих тремя-четырьмя десятками менеджеров, находящимися в поиске подрядчиков для всех видов работ, готова в любой момент обеспечить строительство крупномасштабных промышленных объектов силами собственного пятитысячного коллектива.

**Татьяна ЗОЛОВА**, редактор газеты «Высота» ОАО «АК ВНЗМ»



## ООО «ГАЗХОЛОДТЕХНИКА». Новые проекты

Со времени предыдущей публикации в журнале «Нефтегаз» (№ 6, 2010 г.) прошел почти год и мы хотим поделиться новостями о событиях в работе ООО «Газхолдтехника».

В первом квартале 2010 года ООО «Газхолдтехника» подтвердило наличие материально-технической базы и квалификации персонала, достаточных для выполнения работ по пусконаладочным работам на объектах ОАО «Газпром», что позволило ООО «Газхолдтехника» стать членом «Саморегулируемая Организация Объединения строителей газового и нефтяного комплексов» (фото 1). В последнем квартале прошлого года предприятие сертифицировалось на соответствие стандарта в новой редакции ГОСТ Р ИСО 9901-2008 (фото 2). Получив сертификат по международному стандарту DIN EN ISO 9001:2008 (фото 3), предприятие подтвердило свою работу в условиях, соответствующих европейским требованиям, что позволяет беспрепятственно выходить на европейский рынок. Одновременно ООО «Газхолдтехника» сертифицировалась на соответствие требованиям СТО Газпром 9001-2006 (фото 4) и стало полноправным поставщиком продукции для ОАО «Газпром».

В 2010 году предприятием ООО «Газхолдтехника» разработан проект и выполнен капремонт по замене блоков маслоохладителей в составе агрегатов ГПА-Ц-6,3/56М (фото 5) Переславского ЛПУ МГ на КС-33 и Шекснинского ЛПУ МГ на КС-21 ООО «Газпром трансгаз Ухта» с целью обеспечения режимов работы и мощности ГПА при высоких температурах наружного воздуха (выше +27°C).

На КС-33 Переславского ЛПУ МГ и КС-21 Шекснинского ЛПУ

МГ смонтированы двухсистемные аппараты воздушного охлаждения масла АВОМ 2.150.1.6п-ВА и АВОМ 2.150.2.6п-ВА (соответственно) во взрывозащищенном исполнении (далее аппараты) (фото 6).

Смонтированные в составе ГПА аппараты обеспечивают выполнение следующих функций:

- управление разогревом маслосистемы аппаратов в предпусковой период в холодное время года;
- автоматическое поддержание заданной температуры охлаждения масла на выходе аппаратов в диапазоне температур наружного воздуха от минус 60 до 40° С за счет частотного регулирования скорости вращения рабочих колес вентиляторов;
- возможность переключения с автоматического на ручное (дистанционное) управление частотой вращения вентиляторов;
- измерение параметров работы аппаратов и выдачу аналоговых и релейных сигналов о текущих параметрах работы аппаратов на верхний уровень;
- выдачу информации о параметрах работы аппаратов по стандартному интерфейсу RS485 протокол MODBUS-RTU;
- возможность управления (изменения параметров регулирования) как от щита управления так и от САУ ГПА;

Предприятие ООО «Газхолдтехника» успешно реализовало за это время новые проекты для нефтяной отрасли и энергетики.

В настоящее время осуществляются поставки ОАО «АК «Транснефть» оборудования, предназначенного для охлаждения масел магистральных насосных агрегатов АНМ 7000 и АНМ 10000 для объекта ВСТО-II (Восточная Сибирь Тихий Океан-II) и для системы охлаждения частотно-регулируемого привода магистрального насосного агрегата АНМ 10000 для объекта ВСТО-I. Уникальность поставляемого оборудования состоит в повышенных требованиях по надежности, длительности срока эксплуатации, морозоустойчивости (до минус 60°C) и сейсмостойкости (до 9 баллов включительно по шкале MSK-64).

Решением ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» была принята программа замены в электрических сетях энергосистем отработавших ресурс синхронных компенсаторов на статические тиристорные компенсаторы (СТК), выполнение которой было поручено НПЦ «Энерком-Сервис» с участием ВНИИЭ. Силовая часть СТК – высоковольт-



Фото 1



Фото 2



Фото 3



Фото 4

ные тиристорные вентили и высоковольтные транзисторные вентили требуют эффективного и надёжного охлаждения активной части вентиля при работе в температурном диапазоне от минус 60°C до 40°C.

ООО «Газхолдтехника» по заказу ООО НПЦ «Энерком-Сервис» осуществляет разработку и изготовление систем охлаждения СТК. К настоящему времени находятся в эксплуатации или проходят испытания системы охлаждения мощностью 100, 250, 600 и 1200 кВт. В ближайшем будущем предстоит разработка системы охлаждения мощностью 50 кВт.

Системы охлаждения состоят из насосных установок (фото 7) и аппаратов воздушного охлаждения антифриза. Насосная установка предназначена для обеспечения циркуляции хладагента в системе охлаждения СТК и поддержания при этом всех необходимых параметров охлаждающей жидкости, в том числе ее электрической проводимости. Аппарат воздушного охлаждения антифриза обеспечивает автоматическое поддержание заданной температуры хладагента.

В состав аппарата воздушного охлаждения антифриза входят вентиляционные вентиляторы производства ООО «Газхолдтех-

ника», отвечающие самым высоким современным требованиям энергосберегающих технологий.

Объекты, на которых эксплуатируются системы охлаждения СТК расположены на ПС Западной, Восточной Сибири и на юге России (Краснодарский край).



Фото 5. ГПА-Ц-6,3/56М до капитального ремонта



Фото 7. Насосная установка системы охлаждения СТК мощностью 1200 кВт.



Фото 6. ГПА-Ц-6,3/56М после капитального ремонта





## Научно - Промышленная Ассоциация Арматуростроителей

Мы работаем уже более 20 лет, объединяя в своих рядах основных разработчиков, изготовителей и поставщиков трубопроводной арматуры и приводов России и стран СНГ!

Ассоциация является членом Европейского комитета по арматуростроению (CEIR), ТПП РФ и ТК 259 «Трубопроводная арматура и сильфоны» и объединяет в своих рядах около 60 основных разработчиков, изготовителей и поставщиков трубопроводной арматуры и приводов из России, Украины и Казахстана.

### Основная цель НПAA:

Содействие развитию предприятий отрасли, повышению конкурентоспособности отечественной трубопроводной арматуры и приводов.

### Сферы деятельности:

- координация деятельности предприятий отрасли и защита их интересов в органах власти;
- организация работ по стандартизации и техническому регулированию в арматуростроении;
- маркетинговые исследования и экономический анализ арматуростроения;
- противодействие распространению фальсифицированной арматуры и приводов;
- организация семинаров, конференций, обучающих курсов;
- организация и участие в выставках.

### Исполнительная дирекция НПAA:

195027, Санкт-Петербург, пр. Шаумяна, 4, офис 305,

Тел/факс (812) 318-19-20 (многоканальный)

E-Mail: nraa@nra-arm.org WEB: www.nra-arm.org

**Приглашаем к сотрудничеству!**

С НАМИ **ВРЕМЯ**  
работает **НА ВАС!**

**Octopus**

Инжиниринговая компания

### ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

1. Модернизация и реконструкция объектов добычи и переработки нефти и газа: совершенствование существующих методов интенсификации нефтегазодобычи, увеличение срока службы существующего оборудования, повышение безопасной эксплуатации действующих нефтегазовых производств, обеспечение полного восстановления нарушенных земель с помощью их химической мелиорации.
2. Внедрение инновационных технологий в производство. Научно-исследовательская деятельность в сфере повышения эффективности действующих нефтегазовых производств.
3. Промышленный консалтинг и разработка проектно-сметной документации и обоснования инвестиций.

ЗАО «Октопус» имеет свидетельства о допуске к определенным видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства в следующих саморегулируемых организациях:

- Некоммерческое партнерство «Строительный комплекс Волгоградской области»;
- Некоммерческое партнерство «Гильдия проектировщиков Астраханской области».

### КОМПАНИЯ ИМЕЕТ СЛЕДУЮЩИЕ СЕРТИФИКАТЫ:

- соответствия системы менеджмента качества ISO 9001: 2008;
- соответствия системы экологического менеджмента ISO 14001:2004;
- соответствия системы менеджмента в области профессиональной безопасности и охраны труда OHSAS 18001:2007.

**Тел./ факс: (495) 438 0909, (8512) 48 4444**

**e-mail: office\_astra@octopusgaz.ru www.octopusgaz.ru**



## Кабельная система «Герда»

Большое количество отечественных кабелей выпускается по устаревшей технической документации и не соответствуют требованиям новых стандартов, в то время как появление новых технологий и материалов объективно дает возможность оптимальным образом удовлетворить эти требования.

Преодолеть это противоречие призвана «КАБЕЛЬНАЯ СИСТЕМА «ГЕРДА», которая закрывает основную потребность применения современных электрических и оптических кабелей на объектах нефтегазового комплекса и в других отраслях промышленности.

Принципы, лежащие в основе «Кабельной системы «Герда»

- **Многopроволочная жила** – повышается надежность контрольных и силовых кабелей – кабель становится устойчивым к изгибам даже при экстремально низких температурах.

- **Технология водоблокирования** – водоблокирующая лента накладывается поверх сердечника кабеля и предотвращает продольное распространение влаги в случае повреждения внешней оболочки.

- **Экранированные жилы** (пары, тройки, четверки) – кабели отвечают современным требованиям по защите от электромагнитных помех.

- **Широчайший выбор вариантов исполнения кабелей с современными материалами оболочки и изоляции:**

«УФ» – стойкость к ультрафиолету, кабель может прокладываться на открытом солнце;

«М» – масло-бензостойкая оболочка и изоляция;

«ПС» – изоляция из сшитого полиолефина – для «витой пары» это обеспечивает наилучшие частотные характеристики, силовые кабели с изоляцией из сшитого полиолефина выдерживают большие длительные токи и токи короткого замыкания;

«нг-LS» – оболочка и изоляция из ПВХ-пластиката пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением;

«нг-HF» – оболочка и изоляция из полимерных композиций, не содержащих галогенов;

«нг-FR» – огнестойкий кабель, не менее 90 минут сохраняет работоспособность в условиях воздействия пламени;

«ХЛ» – холодостойкое исполнение, кабель можно эксплуатировать до -60°C;

«Т» – оболочка и изоляция из термопластичных эластомеров – повышенная гибкость и эксплуатация до +200°C;

**цвет** – различные цвета наружной оболочки кабеля: синий, красный, желтый и др.

- **Комбинированный кабель** – медные токопроводящие жилы и оптические волокна в одном кабеле.



Марка	Назначение	Отличительные особенности
Кабель «Витая Пара»		кабель высокоскоростной передачи данных, кабель сетей промышленной автоматизации, интерфейсный кабель
КВИП	подключение датчиков с цифровым частотно-модулированным сигналом, по интерфейсу RS-485, RS-422, RS-423, в системах Foundation Fieldbus, PROFIBUS, HART, Modbus, Ethernet и др.	– полностью отвечают стандартам «RS» EIA/TIA по волновому сопротивлению (120 Ом) – служит для передачи данных частотой до 1 МГц
Кабель Универсальный ИНструментальный		монтажный кабель, контрольный кабель, кабель управления, измерительный кабель, кабель сигнально-блокировочный
КУИН	экономичный, недорогой кабель для применения в цепях управления, контроля, сигнализации, межприборных соединений, в качестве измерительных проводов для термометров сопротивления	– жилы общей скрутки, скрученные пары, тройки или четверки – служит современной заменой однопроводным кабелям КВВГ, КВКБШв и т.п.
Кабель Универсальный СИЛовой		силовой кабель, кабель управления, монтажный кабель, кабель освещения
КУСИЛ	передача и распределение электрической энергии в стационарных установках, для монтажа силовых цепей и цепей освещения	– соответствует ГОСТ Р 53769-2010 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. ОТУ» и стандарту МЭК 60502-1:2004 – кабель с изоляцией из сшитого полиолефина «ПС» выдерживает большие длительные токи и токи КЗ – исполнение силового кабеля с экраном жил и/или общим экраном
ТЕРМОэлектродный Кабель		компенсационный кабель, удлинительный кабель – для соединения термодпары с измерительным прибором или преобразователем
ТЕРК	подключение термоэлектрических преобразователей (термопар) к измерительным приборам. Служит заменой термоэлектродным проводам – многожильный магистральный кабель позволяет существенно сократить затраты на прокладку кабеля	– количество термоэлектродных пар 1...36 – сплавы жил: М, П, ХК, ХА, ЖК, NiCr/Ni и другие – широкий выбор материалов изготовления оболочки и изоляции: ПВХ, термопластичный эластомер, фторопласт, силикон, нагревостойкие стеклоткани
Кабель универсальный Судовой		кабель морского и речного флота, кабель связи, контрольный кабель, кабель управления, монтажный кабель, силовой кабель
ГЕРДА-КСд	кабель универсальный – связи, контрольный, управления, монтажный, силовой – для прокладки в местах повышенной влажности, береговых сооружениях, оффшорных платформах, судах речного и морского флота, а также для неподвижной прокладки в морской воде	– стоек к воздействию соли, масла и бензинов – одна марка кабеля включает в себя небронированные кабели разного назначения (зависит от кода заказа), например: а) кабель «витая пара»; б) силовой кабель, в т.ч. экранированный
Кабель Оптический Универсальный		волоконно-оптический кабель
ГЕРДА-КОУ	служит для передачи цифровой информации в оптоволоконной связи	– многомодовые и одномодовые оптические волокна – прокладка в грунтах всех категорий, кабельной канализации, на мостах и эстакадах, на опорах воздушных линий связи, в трубах, коллекторах, внутри зданий и т.д.
Кабель комбинированной передачи – в одном кабеле одновременно передается электрическая энергия (по токопроводящим жилам) и оптические сигналы (по оптическим волокнам). Оптоволокно может комбинироваться с любым кабелем «Кабельной системы «Герда». Использование кабеля комбинированной передачи экономит средства на прокладку кабеля		

## Извещатель пламени нового поколения

Извещатель ИП 330-ГЕРДА предназначен для обнаружения очагов пламени по характерному для них инфракрасному излучению, регистрируемому в трех спектральных диапазонах длин волн, и выдачи сигнала извещения о пожаре на приемно-контрольную аппаратуру систем пожарной сигнализации и автоматизации.

ИП 330-ГЕРДА может применяться во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 по ГОСТ Р 51330.9 (В-1А, В-1Г согласно главе 7.3. ПУЭ) помещений и наружных установок (резервуарных парков, наливных эстакад, насосных станций и т.п.) и имеет маркировку взрывозащиты 1Exd[ib]IIBT4.

С учетом опыта эксплуатации и итогов серии сравнительных испытаний в 2010-2011г. схема и конструкция данного прибора были значительно модифицированы.

Извещатель ИП 330-ГЕРДА нового поколения имеет 2 исполнения – А (аналоговый) и М (микропроцессорный). Извещатель исполнения М (микропроцессорный) обладает расширенными эксплуатационными характеристиками (расстояние устойчивого срабатывания до ~25м; более широкий диапазон температуры эксплуатации; высокий допустимый уровень фоновой освещенности; различные типы выходных сигналов и т.д.) и имеет очень низкую вероятность ложного срабатывания, что делает возможным его широкое применение в условиях повышенной солнечной радиации, в зоне сварочных работ, вблизи нагревательных и осветительных приборов т.п.



Инфракрасный извещатель пламени ИП-330-ГЕРДА-М

Корпус прибора изготовлен из алюминий-кремниевый сплав, стойкого к различным видам химической коррозии. Внутри корпуса размещены три пироэлектрических фотоприемника со встроенными полосовыми интерференционными фильтрами и электронные модули. Кабель вводится в корпус через взрывозащищенный кабельный ввод. В комплект поставки включается специальный поворотный кронштейн, что позволяет легко ориентировать извещатель в направлении наиболее вероятного появления пламени.



Инфракрасный извещатель пламени ИП-330-ГЕРДА-А

Извещатель ИП 330-ГЕРДА может подключаться к системе пожарной сигнализации по следующим интерфейсам:

- 2-х или 4-х проводный шлейф;
- релейный выход;
- 4...20 мА;
- RS-485 (ModBus RTU);

Данный прибор может поставляться как отдельно, так и в составе Интегрированной системы безопасности ИСБ-ГЕРДА-01, которая может также комплектоваться подсистемой контроля уровней загазованности СКЗ-12-Ex-01 и/или универсальными датчиками загазованности ДЗУ-ГЕРДА.

Подробнее познакомится с этой и другой продукцией компании «Герда» можно будет на стенде №2264 (во 2-м зале 2-го павильона) Московской международной выставки «Нефть и Газ – 2011», которая будет проходить в выставочном комплексе на Красной Пресне в период с 21 по 24 июня 2011 г.

## Новое оборудование эстакад слива-налива от ООО «Камышинский машзавод»

ООО «Камышинский машзавод» постоянно расширяет номенклатуру оборудования для эстакад слива-налива. Сегодня она включает как законченные изделия, такие как стоек слива-налива жидкостей ОСН-СВН, узел слива-налива сжиженных газов ОСН-УЖГ, устройство разогрева мазута ОСН-УРМ, так и отдельные элементы конструкции эстакад: ограждения, настилы, кабельные лотки и т.п.

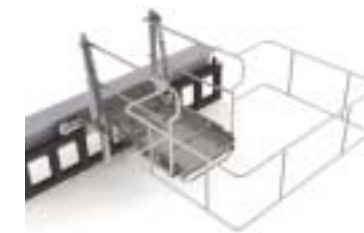
В последнее время заслуженным спросом пользуются выпускаемые заводом переходные мостики ОСН-МП, конструкция которых была разработана с учетом мирового опыта и в строгом соответствии с современными правилами промышленной безопасности.

Мостик ОСН-МП предназначен для удобного и безопасного перехода оператора с эстакады на цистерну. Мостик может иметь стационарное крепление или специальный механизм перемещения. Расстояние, на которое может перемещаться мостик, ограничено только размерами самой эстакады. Направляющие рельсы могут быть включены в комплект поставки или изготовлены силами заказчика по предоставляемым чертежам.

Мостик ОСН-МП может легко обслуживаться одним оператором, что обеспечивается пружинными балансирными и фиксатором парковочного положения.

В рабочем положении переходной мостик опирается на цистерну специальным бампером, который исключает повреждение цистерны и препятствует образованию искры. Ступени ОСН-МП имеют противоскользкую поверхность и всегда сохраняют горизонтальное положение. Вторая ступень имеет ограничитель, предотвращающий защемление ног оператора при опускании мостика. Подъем в парковочное положение осуществляется оператором вручную при помощи троса.

По заказу мостики ОСН-МП могут изготавливаться из оцинкованной или нержавеющей стали.



Переходной мостик ОСН-МП с механизмом перемещения





*Уважаемые коллеги, дорогие друзья!*

*В связи с предстоящим празднованием 65-летия ОАО «Гипровостокнефть» искренне и сердечно поздравляю всех ветеранов института и весь многочисленный коллектив с наступающим юбилеем. Желаю дальнейших успехов в нашей совместной работе, новых свершений, больших и серьезных проектов, процветания и крепкого здоровья.*

*Генеральный директор  
ОАО «Гипровостокнефть»*

*Сергей Иванович АГРАФЕНИН*

## ОАО «Гипровостокнефть» готовится отметить своё 65-ти летие

**История создания института по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть» тесным образом связана с открытием и освоением нефтяных месторождений в Волго-Уральском регионе нашей страны. С началом организации добычи нефти на территории Куйбышевской области, возникла необходимость в обеспечении нефтедобывающих предприятий проектно-сметной документацией. В первый послевоенный год на основе двух организаций – проектной конторы «Востокнефтепроект» и Центральной научно-исследовательской лаборатории ПО «Куйбышевнефть» и был создан Государственный исследовательский и проектный институт нефтедобывающей промышленности восточных районов СССР «Гипровостокнефть».**

**Научно-исследовательские и проектные работы по созданию новых передовых концепций и технологий разработки и обустройства нефтяных месторождений, систем сбора, подготовки и транспорта нефти и газа обеспечиваются взаимосвязанностью научных разработок и проектирования.**

«Гипровостокнефть» прошел большой и славный путь становления и развития, и на этом пути были годы расцвета и больших трудностей. Институт сумел сохранить приобретенный авторитет и передовые инженерные позиции. Примечательно, что основные и ведущие кадры проектировщиков и научных работников были воспитаны непосредственно в институтских стенах, где созданы все условия для научного, творческого и технического роста.

В настоящее время объемы научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ, выполненных коллективом института «Гипровостокнефть», продолжают расти. В течение 2010 года было выполнено более 70 работ, заказчиками кото-

рых являлись крупнейшие предприятия нефтяной отрасли – НК «Роснефть», «ТНК-ВР», «Русснефть», «Башнефть», АК «Транснефть», «Зарубежнефть», «РусВьетПетро» и целый ряд менее крупных, но хорошо известных и активно развивающихся нефтедобывающих компаний России и Казахстана.

Институт продолжает активную работу в рамках известных на весь мир и стратегически важных для России проектов. Это трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО-1 и ВСТО-2) и трубопроводная система Каспийского трубопроводного консорциума. Заказчики – АК «Транснефть» и ЗАО «КТК».

Внутрифирменный пласт проектных работ «Гипровостокнефти» относится к обустройству нефтяных месторождений на территории Тимано-Печорской нефтегазовой провинции.

Тематика работ, над которыми работает «Гипровостокнефть», расширяется. Кроме традиционно востребованных работ, появляются новые направления. В 2010 году специалисты отдела бурения приняли участие в совершенно новом для себя проекте – обосновании конструкции скважин, предназначенных для паротеплового воздействия на ряде месторождений Республики Коми и шельфа Республики Куба.

География деятельности института очень широкая – это север России, Удмуртия, Республика Коми, Поволжье, Восточная Сибирь, Казахстан, Каспий. Кроме Самарской и Оренбургской областей приоритетными считаются Восточная Сибирь и Тимано-Печорская нефтегазовая провинция. Это Южно-Хыльчуйское, Хьяргинское, Висовое и Северно-Хоседауйское месторождения в Ненецком АО и Юрубчено-Тохомское месторождение в Красноярском крае. Еще одно перспективное направление работы – Верхнечонское месторождение в Иркутской области.

Институт продолжает активно работать и в регионах, в которые вложены десятилетия труда коллектива. «Самаранефтегаз»,



«Оренбургнефть» остаются в числе традиционных партнеров. В рамках договора с ОАО «Самаранефтегаз» специалисты «Гипровостокнефти» разработали программу по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) для северных районов Самарской области, эта работа стала основанием для участия в законодательной инициативе Совета Федерации.

Не прекращается и многолетнее сотрудничество с нефтяниками Казахстана.

Обладая мощной материальной базой и высоким кадровым потенциалом, институт «Гипровостокнефть» готов участвовать в решении новых задач, стоящих перед топливно-энергетическим комплексом страны. Он является самостоятельной, конкурентоспособной и востребованной организацией, занимающей лидирующее место среди ведущих нефтяных институтов страны и способной выполнить любые по масштабности и сложности работы, направленные на развитие нефтедобывающей отрасли.

**С.И. АГРАФЕНИН, А.А. ГОРЯЧЕВ, И.В. БУЦАЕВ**

## Самарская область: состояние, проблемы и основные пути использования (утилизации) попутного нефтяного газа (ПНГ)

Добыча нефти и ПНГ в Самарской области началась в 40-е годы прошлого столетия. В настоящее время на территории области разрабатывается около 250 нефтяных месторождений.

Строительство газотранспортных систем в основном осуществлялось в 60-70-е годы прошлого века, когда на территории Самарской области осуществлялось бурное развитие и строительство уникальных объектов нефтехимического производства.

На сегодня традиционными направлениями использования (утилизации) попутного нефтяного газа, как в мировой, так и в отечественной практике считается:

- а) подготовка и транспорт ПНГ до потребителя;
- б) использование газа на собственные нужды месторождения;
- в) переработка ПНГ с получением последующих продуктов;
- г) глубокая переработка с использованием перспективных вторичных процессов газохимии, с получением последующих продуктов;
- д) вторичная переработка;
- е) закачка газа в подземные хранилища;
- ж) закачка в пласт.

Для выбора оптимального варианта по использованию (утилизации) ПНГ необходимо рассмотреть определенное количество составляющих, влияющих на эффективность того или иного метода. Определяющими факторами из всего многообразия являются, прежде всего:

1. Геолого-технические характеристики объектов.
2. Территориальное расположение объектов.
3. Экономические параметры процесса утилизации ПНГ.

Переход от сжигания на факеле к экономически обоснованному методу утилизации попутного нефтяного газа является

одной из актуальных проблем, стоящей перед нефтедобывающими компаниями в настоящее время.

Наличие в газе месторождений Самарской области агрессивных и кислых компонентов, механических примесей и воды, значительного количества тяжелых, жидких гомологов метанового ряда обуславливает необходимость его предварительной промышленной подготовки для дальнейшего использования.

Разработано достаточно много различных методов, но основой всех этих методов являются – осушка газа, очистка его от вредных примесей ( $H_2S$ ,  $CO_2$  и т.п.), повышение его давления, отбензинивание (удаление углеводородов  $C_{3+высш.}$ ) и дальнейшее использование для получения конечных целевых продуктов.

В связи с возросшими экологическими требованиями, предстоящим увеличением штрафных санкций за сжигание попутного нефтяного газа и понимая актуальность проблемы использования газа нефтяными компаниями, в частности, в НК «Роснефть» принята Целевая Газовая программа (для ОАО «Самаранефтегаз») на период 2008-2012 годы по повышению уровня использования попутного нефтяного газа.

Инвестиционная программа по повышению уровня утилизации ПНГ, разработана ОАО «Самаранефтегаз» совместно с институтами ОАО «Гипровостокнефть» и ООО «Самаранипинефть» и предусматривает строительство газопроводов и компрессорных станций для транспорта ПНГ на действующие ГПЗ, строительство мультифазных насосных станций, установок очистки газа от сероводорода, малогабаритных газоперерабатывающих установок, автономных источников электроэнергии, а также применение стеклопластиковых труб для транспорта сырого газа, установку на всех газовых линиях приборов учета ПНГ. Затраты на реализацию данных программ по достижению уровня утилизации ПНГ 95% составят по ОАО «Самаранефтегаз» 5,5 млрд. руб.

Для решения проблемы утилизации газа с новых месторождений, введенных в разработку на юге Самарской области (Пиненковское, Буrolатское, Петруховское, Маланинское) в 2009 году введена в эксплуатацию система нефтегазопроводов с мультифазными насосными станциями, протяженностью около 100 км. При этом ПНГ, сжигавшийся ранее на факельных установках в объеме более 20 млн. м<sup>3</sup> в год, подается на Нефтегорский ГПЗ на переработку.

Также в 2009 году в рамках газовой программы выполнен большой объем ПИР – выполнено около 20 проектов на реконструкцию и строительство нефтегазопроводов (37 км) и газопроводов (96 км), проектов на строительство трех мультифазных насосных станций и компрессорной станций транспорта газа.

Самым сложным и проблематичным районом с точки зрения утилизации газа является север Самарской области, учитывая сравнительно небольшие уровни добычи газа, повышенное содержание в нем сероводорода, балластных компонентов: азота и углекислого газа. На юге Самарской области проблемы использования газа связаны со значительной удаленностью нефтяных месторождений друг от друга и от существующих центров переработки газа, при этом каждая нефтяная компания свои технологические решения по использованию газа принимает независимо друг от друга.

ЗАО «Самара-Нафта» была принята Целевая Газовая программа на период 2008-2012 годы по повышению уровня рационального использования попутного нефтяного газа. Стоимость реализации для достижения требуемого уровня использования ПНГ составляет 1,9 млрд. руб. В программе основной акцент сделан на промышленные комплексы переработки газа с получением сухого отбензиненного газа и пропан-бутановой фракции.

Мероприятия по использованию ПНГ в ЗАО «Татнефть – Самара» также предусматривают промышленную переработку газа на месторождениях, значительно удаленных от существующих ГПЗ.

ЗАО «Санeko» решает вопрос использования ПНГ путем централизованного его сбора с использованием нефтегазопроводов и многофазных насосных станций, его подготовки (осушка, очистка от сероводорода) и создания систем промышленного энергокомплекса для обеспечения объектов нефтедобычи электроэнергией.

По нашему мнению, целесообразно объединить усилия всех компаний для решения одной общей задачи по поставкам ценного сырья для нефтехимического комплекса Самарской области, увеличению процента утилизации ПНГ, ликвидации факелов по сжиганию газа как необходимого условия по обеспечению благоприятной окружающей среды и экологической безопасности. Совместное строительство систем утилизации ПНГ (долевое участие) помогло бы значительно снизить затраты нефтяных компаний на выполнение поставленной задачи.

Отдельно необходимо сказать об экономическом аспекте проблемы утилизации ПНГ. Анализ данных состояния по утили-

зации газа на удаленных месторождениях и месторождениях малых нефтяных компаний показывает, что они относятся, в основном, к месторождениям с малыми объемами ресурсов газа, газы характеризуются высоким содержанием инертных компонентов и сероводорода. Для утилизации попутных газов с таких месторождений требуются значительные инвестиции, не имеющие срока окупаемости, и экономически нецелесообразные в настоящее время, в основном, по причине высоких затрат на достижение требуемых качественных характеристик товарного газа и одновременно низких цен на товарный газ. При этом жесткие требования лицензионного обязательства на недропользование обязывают недропользователей максимально использовать ресурсы попутного газа. В данной ситуации необходимо понимать, что с экономической точки зрения операционная деятельность любой нефтяной компании с учетом любого (в том числе 100%-го) использования ПНГ должна обеспечивать нефтяным компаниям как минимум среднюю отраслевую норму прибыли. Для одновременного достижения двух целей (95 %-ая утилизация ПНГ и получение нормальной, экономически обоснованной нормы прибыли) необходимо, чтобы, с одной стороны, нефтяные компании были бы обязаны утилизировать 95% ПНГ, но с другой стороны, имели бы возможность использовать законодательно закрепленные экономические механизмы, позволяющие компенсировать экономически неэффективные затраты по утилизации ПНГ и достичь приемлемой нормы прибыли (имеется в виду общая норма прибыли по нефти и газу). Такими механизмами могут быть снижение налоговой нагрузки для предприятия со 100%-ой утилизацией ПНГ, повышение закупочных цен на ПНГ и т.д.

Если же суммарный доход от нефти и газа не обеспечивает эффективности инвестиций в разработку нефтяного месторождения с учетом 100 % использования попутного нефтяного газа и всех возможных стимулирующих экономических инструментов, то данное месторождение не должно вводиться в эксплуатацию, либо для данного месторождения должна быть предусмотрена возможность снижения 95% уровня использования ПНГ до экономически приемлемого уровня.

Для практической реализации таких положений необходимы соответствующие, детально проработанные законодательные решения властей всех уровней.



**ОАО «Гипровостокнефть»**  
Россия, 443041, г. Самара,  
ул. Красноармейская, 93  
Тел. (846) 333-46-96  
Факс: (846) 279-20-58  
**www.gipvn.ru, e-mail: gipvn@gipvn.ru**





**Владимир Васильевич КУРОЧКИН,**  
генеральный директор  
ОАО «Гипрокаучук»

– **Владимир Васильевич, в этом году ОАО «Гипрокаучук» исполняется 80 лет. Расскажите, пожалуйста, чем занимается институт сегодня?**

– ОАО «Гипрокаучук» (дочернее предприятие ОАО «Глобалстрой-Инжиниринг») является правопреемником проектного и научно-исследовательского института промышленности синтетического каучука, основанного в 1931 году. Сегодня мы расширяем направления своей деятельности, занимаясь актуальным спектром направления проектных работ и услуг, среди которых: комплексное

проектирование химических, нефтехимических, нефте-, и газоперерабатывающих производств с объектами инфраструктуры, включающее разработку проектно-сметной и конструкторской документации; обустройство нефтяных месторождений и объектов комплексной подготовки нефти и газа; разработка проектов реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов и сооружений магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов; резервуаростроение; проведение комплексных инженерных изысканий для строительства. Большое внимание ОАО «Гипрокаучук» уделяет применению новых технологий и достижений мировой химической, нефтехимической и нефтяной отрасли.

ОАО «Гипрокаучук», имея в своем составе высококвалифицированных специалистов, выполняет комплекс работ, непрерывно внедряя новые практики, основанные на передовом опыте российских и зарубежных инженеринговых компаний и реализуя стратегию сочетания традиций института и инноваций, связанных с открывающимися возможностями. Кроме того, ОАО «Гипрокаучук» старается сохранять широкую специализацию своей деятельности, нацеленную на самостоятельную реализацию сложных и крупных проектов. В настоящее время в институте работают более 400 инженерно-технических специалистов, большинство из которых – опытные проектировщики, со стажем работы в отрасли не менее 5 лет. Но, как было упомянуто ранее, мы активно привлекаем молодежь, организовываем практику и ведем целенаправленную политику приема на работу молодых специалистов. Наша потребность в квалифицированных и мотивированных сотрудниках возрастает по мере наращивания портфеля проектов.

В ОАО «Гипрокаучук» также входят Воронежский комплексный отдел (проектирование монтажно-технологической части, строительное проектирование, водоснабжение и канализация, системы пожаротушения), Рязанский отдел (проекты производства работ), Нижнекамский отдел (авторский надзор за строи-

тельством зданий и сооружений) и Казанский отдел (проектирование электротехнической части).

Опыт, накопленный за почти 80 летнюю историю института является нашим значимым преимуществом, а работа высокопрофессионального коллектива опытных проектировщиков и молодых амбициозных специалистов обеспечивает ту синергию, которая, в конечном, итоге, нацелена на постоянное повышение качества, спектра и сложности работ.

– **Какие проекты реализовывал ОАО «Гипрокаучук» в последние годы?**

– В последние годы было реализовано большое количество крупных проектов, значимых как для отрасли, так и для института в рамках стратегии постоянного совершенствования и развития практики производства проектных работ. Среди большого количества проектов можно выделить, например, производство вспенивающегося полистирола мощностью 100 тыс. т/год (ЗАО «Сибур-Химпром», г. Пермь), производство полистирола общей мощностью 150 тыс. т/год (1, 2 и 3 очереди), производства галобутилкаучуков мощностью 30 тыс. т/год (ОАО «Нижнекамскнефтехим», г. Нижнекамск), проектирование комплекса по подготовке и переработке нефти и газа производительностью 1 млн. тонн сырой нефти в год (ООО «Енисей», г. Усинск).

– **С какими российскими проектными институтами и компаниями сотрудничает ОАО «Гипрокаучук»?**

– Среди ключевых партнеров можно отметить ОАО «ВНИП-нефть», ОАО «Ангарскнефтехимпроект», ОАО «Гипротрубопровод», «ОАО «Нижнекамскнефтехим», ЗАО «Сибур-Химпром», ООО «Тобольск-Нефтехим», ОАО «РИТЭК», ОАО «Танеко», ОАО «ТНК-ВР Менеджмент», ОАО «МНПЗ», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и др.

– **Сотрудничает ли ОАО «Гипрокаучук» с международными компаниями?**

– Мы активно сотрудничаем с зарубежными инженеринговыми компаниями и лицензиарами. ОАО «Гипрокаучук» имеет большой опыт в сопровождении проектных работ зарубежных



фирм для России, выполненных по международным стандартам, в части анализа технических проектных решений, уровень которых должен быть не ниже требуемого российскими стандартами. Это, например, проектная работа с фирмой «ABB Lummus Global», США по комплексу гидроочистки средних дистиллятов на ОАО «Нижнекамскнефтехим», оказание консалтинговых услуг по проекту строительства Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов в ОАО «Танеко» Saipem S.p.A. (Snampromgetti), Италия; консалтинговые услуги для компании «Worley Parsons» по проекту «Сахалин-1», корректировка проекта строительства производства полипропилена мощностью 120 тыс. т в год на основе базового проекта фирмы «Dow Chemical Co» (ООО «Ставролен», г. Буденновск).

– **В чем Вы видите конкурентное преимущество ОАО «Гипрокаучук»?**

– Основное преимущество – это комплексное выполнение проекта строительства, начиная с инженерно-геологических изысканий и заканчивая выполнением проектной и рабочей документации во всех частях. Помимо базовых для проектных институтов отделов, в состав ОАО «Гипрокаучук» входят отдел инженерных изысканий и отдел резервуаростроения. Отдел инженерных изысканий существует с 1948 г. Структурно отдел включает в себя группу камеральной обработки, Нижнекамскую экспедицию и лабораторию испытания грунтов. В состав отдела входят специалисты в области геодезии, геологии, геофизики.

География работ отдела инженерных изысканий ОАО «Гипрокаучук» широчайшая. Наши сотрудники работают в различных регионах России, включая районы, приравненные к условиям Крайнего Севера. Специалисты отдела принимали участие в инженерных изысканиях для строительства и обустройства газопровода Ванкор-Хампельюртинское, Ярейюского и Южно-Хыльчюского нефтегазоконденсатных месторождений и других объектов Севера.

Также, ОАО «Гипрокаучук» имеет в своем составе отдел резервуаростроения, что позволяет институту предлагать комплексные услуги при реализации проектов не только для нефтепереработки и нефтехимии, но также и для транспортировки, хранения нефти и нефтепродуктов. Отдел резервуаростроения реализовал проекты для ОАО «АК «Транснефть», ОАО «Роснефть», ОАО «Роснефтьбункер» и др. компаний.

– **Сейчас много говорят о необходимости инновационного развития. Является ли ОАО «Гипрокаучук» активным участником технологической модернизации?**

– ОАО «Гипрокаучук» постоянно внедряет новые программные продукты, например, для проектирования в 3d, участвует и планирует участвовать в значимых проектах, нацеленных на реализацию стратегических целей модернизации отрасли химии,



нефтехимии и нефтепереработки. Кроме того, стремясь стать компанией, которая занимается не только проектно-изыскательской деятельностью, но и управлением крупными и значимыми проектами, ОАО «Гипрокаучук» придерживается принципа постоянного совершенствования производственных процессов и гармонизации деятельности в соответствии с международными нормами, повышения квалификации коллектива сотрудников и внедрения передовых практик проектирования. Так, Интегрированная система менеджмента ОАО «Гипрокаучук» сертифицирована Сертификационным органом в TUV NORD CERT GmbH по ISO 9001: 2008, ISO 14001-2004, BS OHSAS 18001-2007.

– **Расскажите о тактических и стратегических планах института?**

– Наша стратегическая цель – стать компанией международного уровня, оказывающей широкий спектр услуг, начиная от формирования и обоснования идеи проекта до управления проектом в целом. Тактическая цель в 2011 году – нарастить портфель заказов, взаимодействуя с лидерами российской и зарубежной нефтяной, нефтехимической и химической отраслей, укрепить отношения с ключевыми партнерами, а также расширить базу заказчиков. Мы планируем в значительной степени расширить спектр деятельности, сотрудничая с ведущими нефтяными компаниями и выполняя работы по строительству и реконструкции газопроводов, разработке и обустройству месторождений, осуществляя расширение и техпервооружение системы промышленных трубопроводов, резервуаров, коллекторов.

– **Владимир Васильевич! Поздравляем Вас с 80-летием ОАО «Гипрокаучук»! Желаем Вам и Вашему институту процветания, профессиональных успехов и осуществления всех намеченных планов!**





## ПРИМЕНЕНИЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА ПРИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА МЕЛКОВОДЬЕ И В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ

Нам нет преград, ни в море, ни на суше...  
А. Д'Актиль

Геофизические исследования в транзитных зонах и на мелководье отличаются в разы по себестоимости по сравнению с традиционными работами на море или на суше. Это связано с тем, что разнообразие условий работы и труднопроходимость влечет за собой необходимость наличия в исследовательской партии особых видов оборудования и транспорта, способных эффективно работать в таких условиях. А условия следующие: глубина воды от 20 метров до 0, обширные отмели, крутые или наоборот топкие и пологие берега. Очень часто водоемы засорены природными и техногенными осадками, размеры которых могут достигать



Изрезанные русла рек Севера и Сибири

метров (например, затопленные деревья). Большинство рек Сибири имеет очень изрезанный характер со сменой направления русла на 180°.

В этой статье мы не будем касаться описания специализированного оборудования для проведения работ в вышеперечисленных условиях. Такое оборудование разработано и изготавливается фирмой «СИ Технолоджи», это телеметрические системы семейства XZone® Bottom Fish (глубины 10–30 м), Marsh Line (глубины 0–10 м), Fly Lander (суша).

Одной из важных составляющих при проведении работ в ТЗ и на мелководье является технологический транспорт. Наличие правильно подобранного транспортного парка позволяет снизить себестоимость, увеличить производительность работ,

уменьшить вредное влияние на окружающую среду, что в последнее время является немаловажным условием, выдвигаемым Заказчиками при заключении договоров на проведение сейсмических исследований. Маневренность и управляемость судов при раскладке, сборе сейсмоприемных кос, проводимых на небольших скоростях движения должны быть очень высокие. Иначе будет нарушена схема расстановки. А при работе судна сейсмоисточника, с расположенными на нем пневмоисточниками, возможность быстрого перебега на точку отстрела играет тоже важную роль в производительности работ. Немаловажной особенностью эксплуатации технологического транспорта на водоемах рек и озер Сибири, севера европейской части России, на мелководных Азовском, Каспийском и северных морях (особенно в устьях впадающих в них рек) является отсутствие оборудованных причалов и мест швартовки.

В «Донгеофизика» и «СИ Технолоджи» были разработаны конструкции судов катамаранов Тортуга и Мурена, имеющих осадку 40 см, обладающих высокой маневренностью и управляемостью.

Конструкторы этих организаций вспомнили о таком способе организации движения судов как колесный привод. К такому же выводу пришли проектировщики из КБ «Возрождение колесных судов». Они предлагают российскому рынку водного туризма новые типы колесных гребных судов, тем самым расширяя сегмент использования мелеющих рек для туристических, пассажирских и грузовых перевозок [http://www.wheelships.ru/index.php/joomla-license].

Независимо от разработок КБ «Возрождение колесных судов» компании «СИ Технолоджи» (разработчик геофизического сейсмозондировочного оборудования семейства XZone www.intromarin.ru) и геофизическая организация «Донгеофизика» (www.dongeofizika.ru) разработали и используют для работы в сложных условиях мелководья российских рек катамараны с колесным приводом. Преимущества использования колесного привода судов для сейсмозондировочной партии не только в малой осадке (до 0,4 м), высокой маневренности, снижении потребной мощности,



Колесное судно Мурена



Судно источник Тортуга

Таблица 1. Технические характеристики катамаранов Мурена и Тортуга

Характеристика	Мурена	Тортуга 1	Тортуга 2
Длина катамарана, м	12,3	12	12
Длина катамарана с кормовой навеской, м	17,8	13	17,5
Ширина катамарана, м	6	5,4	5,4
Ширина катамарана с гребными колесами, м	8	7,4	7,4
Осадка в грузу, м	0,5	0,4	0,4
Высота надводного борта, м	0,7	0,6	0,6
Грузоподъемность, т	23		
Район (условия плавания)	ВВП.МП	ВВП.МП	ВВП.МП
Количество рабочих мест	7	4	4
Максимальная скорость км/час	8	6	6



Буксировка по мелководью телеметрической системы Marsh Line



Судно раскладчик донной косы и судно источник



Судно раскладчик донной косы и судно источник



Судно буксировщик плавающей косы и судно источник

возможности эксплуатации без причальных сооружений, а также в щадящем воздействии на флору и фауну акватории и малых шумах движительной группы, что очень важно при выполнении сейсмозондировочных работ.

Колесный движительно-рулевой комплекс (ДРК) имеет повышенную надежность на предельном мелководье, вплоть до использования его в качестве грунтозацепов путем опускания на дно, например, при посадке на мель.

Как утверждают специалисты КБ «Возрождение колесных судов» такие суда могут быть приспособлены к работе в условиях продленной навигации и в качестве ледокола. Конструкция колесного ДРК может быть выполнена настолько прочной, что сможет использоваться в качестве ледоразрушающего устройства.

В ООО «Донгеофизика» используются катамараны Мурена и Тортуга, которые используются в качестве судов для раскладки и буксировки телеметрических сейсмокос, а также в качестве судна-источника, на котором размещают комплекс.

Технические характеристики судов приведены в таблице 1. В ООО «Донгеофизика» используются и другие специализированные виды транспорта, такие как суда на воздушной подушке, снегоболотоходы, вездеходы.

Например, в условиях обширных песчаных отмелей для раскладки телеметрической системы Marsh Line методом буксировки использовалось судно на воздушной подушке «Хивус».

Использование специализированного технологического транспорта позволило ООО «Донгеофизика» провести работы (табл. 2).

Таблица 2. Перечень объектов выполненных ООО «Донгеофизика»

Объект	Вид работ	Выполненный объем	Особенности объекта
<b>2007</b>			
Нижнекамское водохранилище и Северный Каспий	МОГТ 2D работы	800 пог. км	Глубины 1,0–18 м. Интенсивное развитие водорослей. Техногенные препятствия. Камышовые заросли, 80 км удаление от берега.
<b>2008</b>			
Северный Каспий	ВРС 2D работы	140 пог. км	Глубины 1,5–5,0 м. Интенсивное развитие водорослей.
Камское водохранилище и Азовское море	МОГТ 2D работы	520 пог. км	Глубины 1,0–2,0 м. Затопленный лес, бревна, сооружения, острова. Удаленность от берега до 50 км.
<b>2009</b>			
Азовское море, Камское и Нижнекамское водохранилища	МОГТ 2D работы 3D	1620 пог. км 10 кв. км	Глубины 0–18 м. С выходом профилей на сушу до 10 км. Затопленный лес, бревна, сооружения, камышовые острова и гряды. Приливно-отливная зона, открытое море глубиной до 30 м, удаленность от берега до 20 км.
<b>2010</b>			
Нижнекамское и Камское водохранилища	МОГТ 2D работы 3D	1020 пог. км 16 кв. км	Глубины 0,5–18 м. Интенсивное развитие водорослей. Затопленный лес, бревна, сооружения, камышовые острова и гряды.



## СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК И ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ТЕХНИКА

- Применение:**
- удаление древесно-кустарниковой растительности (ДКР), а именно деревьев, кустарников, пней, порубочных остатков при капитальном строительстве трасс трубопроводов, создании технологических площадок под размещение промышленных объектов и для осуществления монтажных работ;
  - периодическая расчистка от ДКР трасс действующих трубопроводов, площадок, территорий вдоль подъездных путей;
  - прокладка просек для сейсморазведки;
  - подготовка оснований в траншее под укладку трубы при капитальном строительстве;
  - создание временных проездов и дорог;
  - подготовка оснований, в том числе с внесением специальных добавок, при капитальном дорожном строительстве;
  - создание противопожарных полос и разрывов.

Как правило, на начальном этапе строительства трубопроводов, технологических площадок, временных производственных баз, вертолетных площадок, а также технологических/временных проездов требуется проведение комплекса подготовительных работ, связанных с расчисткой места строительства от нежелательной древесно-кустарниковой растительности и пней.

Существуют различные технологии проведения работ по расчистке, при этом валка деревьев может быть осуществлена механизированным способом, либо методом ручной валки.

Традиционной проблемой для организации, проводящей работы, является последующая расчистка места проведения работ от пней и порубочных остатков. Обычно они либо свозятся в определенные места для последующего сжигания, либо закапываются.

Наиболее распространенный в настоящее время метод производства этих работ с применением ручного труда имеет свои недостатки, а именно:

- оставляет желать лучшего качество расчистки территории после проведенной рубки;
- такая расчистка требует привлечения не только дополнительных единиц техники, но и дополнительных людских ресурсов, что, в свою очередь увеличивает расходы проводящей работы организации на их обеспечение;
- низкая производительность труда по причине производства работ только в светлое время суток, а так же определенной ограниченности физических возможностей людей;



- такой способ производства работ не всегда позволяет соблюсти промышленную безопасность на объекте и безопасность персонала;

- не всегда возможно правильно провести работы с точки зрения экологии (например, при химическом способе расчистки) и задач последующей рекультивации плодородного слоя почвы.

Решать эти вопросы позволяет применение механизированной расчистки с помощью профессионального специализированного оборудования – мульчеров, лесных стабилизаторов (тиллеров), фрезеровщиков пней. Данная техника способна производить валку/срезание деревьев (до 50 см в диаметре), полное измельчение на месте кустарников, пней, корневых системы деревьев (на глубину до 50 см) до состояния мелкой щепы, перемешать измельченную древесину с грунтом на заданную глубину, либо выстелить щепой поверхность.

Работа этих устройств осуществляется с помощью режущего/дробильного устройства в виде горизонтального ротора барабанного типа со специальными режущими/молотками.

Применение такой техники позволяет совместить несколько операций по расчистке в одну: измельчить/удалить порубочные остатки, кустарник и валежник на поверхности, измельчить пни и корневую систему деревьев за один проход мульчера.

Традиционно получаемая при фрезеровании древесины щепка, называется мульчей, отсюда происходит и название мульчер.

При оставлении щепы на поверхности замедляется последующий рост древесно-кустарниковой растительности, что практически вдвое увеличивает срок безлесного стояния трассы/площадки и увеличивает период между расчистками, а так же защищает почву от эрозии.

В зависимости от технического задания, щепка может быть перемешана с помощью мульчера или стабилизатора (ротаватора) с грунтом, тем самым образуя минерализованный слой и способствуя задачам регенерации почв.

Механизированная расчистка имеет следующие преимущества:

- Производительность – за счет возможностей техники возможно круглосуточное проведение работ. Естественно, что в зависимости от конкретных условий этот показатель может меняться, но в среднем он составляет порядка 1 Га в сутки. Или иначе – одна единица техники за сутки способна расчистить просеку в 200 м длиной при ее ширине в 50 м.

- Эффективность – опыт работы компаний уже долгое время занимающихся мех. расчисткой подтверждает, что несмотря на то, что на момент проведения работ стоимость ее для заказчика выше, чем при ручном способе, при расчете общей

стоимости владения объектом достигается экономия порядка 50% за счет большего срока безлесного стояния трассы и экономии в процессе эксплуатации объекта.

- Количество задействованного персонала – существенно (до 75%) ниже, чем при ручном методе. Соответственно упрощаются и вопросы содержания людей на объекте.

Производственный травматизм – практически исключен за счет того, что оператор находится в защищенной кабине, а вне машин на месте проведения работ нет никого.

- Качество работы – после механизированной расчистки остается ровная, выстланная щепой поверхность, лишенная пней и порубочных остатков. Облегчается проход строительной и обслуживающей техники, сокращаются поломки ходовой части.

- Экологичность – признано, что данный способ является наиболее безопасным с точки зрения экологии по сравнению с остальными способами расчистки. Применение механического измельчения порубочных остатков вместо их сжигания существенно уменьшает риск возникновения пожаров при расчистке. Минувшее лето показало, насколько это актуально.

Технология позволяет одновременно с удалением растительности и выравниванием грунта без дополнительных затрат в короткие сроки создать временные дороги, необходимые для строительства и обслуживания трасс трубопроводов, в том числе для прохода колесной техники. При этом в качестве покрытия используется мульча (измельченные остатки древесно-кустарниковой растительности).

Технология мульчирования применима также для создания противопожарных полос и разрывов. Полное измельчение остатков ДКР и перемешивание их с грунтом на глубину до 50 см и на ширину до 2,5 м за один проход препятствует возгоранию. Этим же целям могут служить обработанные с применением мульчеров/стабилизаторов просеки, тем самым снижая пожароопасность примыкающего лесного участка.

Аналогичные задачи по удалению пней и порубочных остатков могут также выполняться с помощью стабилизаторов, работающих по такому же принципу, что и мульчер, но при этом способные проводить фрезерование древесины не только на поверхности, но и с заглублением в грунт до 0,5 м, если того требует ТЗ.

Также стабилизаторы могут применяться для подготовки оснований в траншее под укладку трубы и при дорожном строительстве. Стабилизатор фрезерует грунт на заданную глубину и позволяет получить ровную однородную грунтовую поверхность.

При необходимости в грунт дополнительно могут вноситься специальные добавки для улучшения/укрепления грунтов (известь, цемент и др.) и стабилизатор обеспечит их качественное перемешивание.

Наиболее распространенными в РФ в настоящее время являются мульчеры и стабилизаторы производства **FAE Group S.p.A.**, Италия, входящей в число мировых лидеров по производству профессионального оборудования для работы с растительностью и грунтом. Техника этой компании отличается превосходными операционными показателями и низкими эксплуатационными расходами.

Техника FAE способна работать в самых жестких условиях эксплуатации при температурных режимах от – 40°C до + 50°C и широко применяется в Северной Америке, Австралии и Центральной Европе, а с 2004 года и в России.

Модельный ряд FAE представлен навесным оборудованием – мульчерами, стабилизаторами, фрезеровщиками пней, мобильными камнедробилками для базовых машин (тракторов, экскаваторов, погрузчиков) на колесном и гусеничном ходу, а также самоходными гусеничными машинами марки PrimeTech (Праймтэк) PT-200, PT-300, PT-400.

Вся линейка техники универсальна, что позволяет использовать одну модель для решения нескольких задач.



За последние 3 года накоплен положительный опыт использования десятков универсальных гусеничных машин PrimeTech с мульчерами и стабилизаторами в различных областях страны, в том числе в экстремальных условиях Восточной и Западной Сибири, в условиях резко-континентального холодного климата, удаленности от населенных пунктов, отсутствии инфраструктуры, заболоченности и высотой деревьев до 50 метров.

Официальным представителем группы FAE/PrimeTech в Российской Федерации и странах СНГ по продаже и обслуживанию специализированной техники для лесного, дорожного, сельского хозяйства с 2005 года является компания ООО «ЗАБТ».

ООО «ЗАБТ» и компания «Ибрис», нарабатывая серьезный самостоятельный опыт производства работ с использованием мульчеров и стабилизаторов. В процессе работы подбирая и сравнивая технику различных производителей, компании остановили свой выбор на технике FAE. Причиной данного решения послужило то, что данное решение представляет собой единый технологический комплекс и обладает уникальным набором преимуществ, отсутствующим у иных решений. В их числе можно выделить:

- высокую производительность;
- низкое удельное давление на грунт;
- надежность;
- высокую степень безопасности, в том числе за счет наличия специальных систем безопасности у машин Primetech, например системы глушения двигателя при наличии избытка природного газа в окружающей атмосфере;
- возможность использования без дополнительных доработок широкого диапазона навесок, позволяющих реализовывать весь спектр задач по расчистке территории.

В настоящее время компании имеют парк собственных машин FAE, поэтому могут не только предложить оборудование, но и:

- продемонстрировать машины на местах реальной работы (строительство дороги М1 в Московской области, дорог и технологических площадок в Пермском крае, Волгоградской области, сооружение просек на нефтегазовых месторождениях ВЧНГ и Салым и т.д.);
- предложить оптимальное техническое решение в зависимости от конкретных условий и объемов работы, типа и размера растительности, грунтов, имеющейся в наличии у заказчика базовой техники;
- организовать обучение операторов с выдачей свидетельства о прохождении обучения;
- предоставить поддержку на основе собственного опыта работы;
- а также организовать и провести субподрядные работы на этом оборудовании.



## СОЛЬ ЗЕМЛИ

Компания Зиракс – разработчик, производитель и продавец специализированной химической продукции для капитального и текущего ремонта углеводородных скважин – в следующем году отпразднует свой юбилей, ей исполняется 10 лет.

За эти 10 лет Зиракс прошел весьма непростой путь, успешно трансформировавшись из небольшого дистрибьютора безводного хлорида кальция с небольшим производством на территории России до второго в мире производителя высокочистых сухих солевых систем глушения на основе хлористого кальция, натрия и бром производных с производствами, складами и клиентами, расположенными по всему миру.

2012 год станет для Зиракс не просто юбилейным годом. К началу года приурочен запуск первого в России производства высококачественной выпарной соли NaCl чистотой 99.8% на территории Химического Парка в городе Волгограде (ОАО Каустик), которая затем будет использоваться в качестве базового компонента для производства высокочистых солевых систем глушения малой и средней плотности (от 1000 до 1200 кг/м<sup>3</sup>) – наиболее востребованной в России. Выпарная соль NaCl Зиракс будет производиться из собственных высокочистых минеральных источников на основе Светлоярского месторождения хлорида натрия, обрабатываться на современных установках центрифугирования и досушки с одновременным нанесением на кристаллы хлорида натрия ингибиторов коррозии и комплекса гидрофобизирующих присадок, обеспечивающих борьбу с водопритокком и «мягкое» глушение скважин по нефти и газу, что позволяет сохранять коллекторские свойства пласта. Новая система глуше-

ния Зиракс, выпускаемая на рынок под маркой SolMix WOTASOFT™ (Солмикс), уже заинтересовала ряд крупных российских и зарубежных нефтегазовых и сервисных компаний, которые запланировали на 4 квартал 2011 года серию пилотных испытаний по глушению своих скважин новой солевой системой Солмикс.

Исследования рынка нефтепромышленной химии как в России, так и за ее пределами, зачастую дают весьма противоречивые данные по состоянию потребления того или иного химического реагента. Поэтому в своих маркетинговых оценках команда по развитию бизнеса Зиракс исходит из базового потенциала российского скважинного фонда, испытывающего потребность в современных и экономичных солевых системах, а также текущего потребления технического галита – базового материала для глушения скважин с небольшим давлением. По оценке Зиракс, до 60% российского скважинного фонда с небольшим пластовым давлением продолжает «глушиться» техническим галитом, который, в большинстве случаев, будучи производным отходом калийных производств с большим количеством примесей, не только не способствует проведению безаварийного текущего и капитального ремонта скважин, но и может существенно ухудшать коллекторские свойства углеводородного коллектора, зачастую безвозвратно кольматируя призабойную зону, снижая дебиты по добыче порой в несколько раз после глушения.

Новая экономичная гидрофобизированная система SolMix WOTASOFT производства Зиракс гарантирует «мягкое» глушение скважины, достигая максимального эффекта на обводнен-

ных скважинах, осваиваемых уже много лет. Ведь, что зачастую происходит в России при обычном глушении техническим галитом с примесями? Водный раствор соли без сопротивления проникает во все капилляры, поскольку капиллярное давление и направление проникновения жидкости глушения совпадают. Поскольку водная фаза смачивает поверхность капилляра, а межфазное натяжение на границе жидкости глушения без гидрофобизирующих свойств – нефть высокое, создаются условия для образования эмульсии в капиллярах переменного сечения и разветвленных капиллярах микроглобулы нефти. Под действием пластового давления

нефть начинает вытеснять жидкость глушения из призабойной зоны, но направление движения нефти и капиллярное давление имеют противоположное направление, поэтому движение нефти затруднено. Дополнительным осложняющим фактором является образовавшаяся эмульсия. Микроглобулы нефти при движении запирают сужения в капиллярах, тем самым препятствуют продвижению фронта нефти. Для продавливания капелек нефти через сужения капилляра требуется дополнительная энергия. В результате освобождение призабойной зоны скважины от ЖГ затрудняется и, как результат, выход скважины на режим существенно удлиняется. При этом качество минерального галита, как отхода производства, безвозвратно губит коллектор.

В процессе глушения скважины новой солевой системой SolMix WOTASOFT с гидрофобизирующими свойствами, жидкость глушения, содержащая гидрофобизатор, с большим трудом проникает в капилляры, поскольку содержащийся в ней реагент меняет смачиваемость стенок капилляра (гидрофобизирует коллектор), и, как следствие, капиллярное давление гидрофобизированного капилляра приобретает противоположное направление движению жидкости глушения, препятствуя движению водной фазы. Низкое межфазное натяжение на границе жидкости глушения – нефть, которое обеспечивает содержащийся в ЖГ специальный реагент, предохраняет от образования эмульсии. Условий охвата (обтекания) нефтяных капелек в капиллярах переменного сечения не возникает.

Под действием пластового давления нефть начинает вытеснять жидкость глушения из призабойной зоны, при чем направление движения нефти и капиллярное давление (уже гидрофо-



бизированного коллектора) имеют одно направление, поэтому продвижение нефти существенно облегчается.

Поскольку, эмульсии в ПЗП в таком случае отсутствуют – ничто не запирает поток жидкости в сужениях капилляра. То есть, освобождение призабойной зоны скважины от ЖГ протекает легко и быстро, выход скважины на режим происходит за минимальное время.

Предварительные расчеты, проведенные специалистами Зиракс в сотрудничестве с представителями заинтересовавшихся новой солевой системой нефтегазовых компаний, показывают, что нефтедобывающие компании, использующие новую солевую систему SolMix в России, в среднем на скважинном фонде с дебитом по нефти до 7 тонн в сутки могут обеспечить себе дополнительную прибыль (слагаемую из увеличения выхода по нефти (снижения по воде), снижения количества реагентов для борьбы с обводненностью и эмульсиями, а также существенного сокращения сроков вывода скважины на режим) в размере до 70 000 долларов в год с одной скважины.

Запланированная мощность нового завода Зиракс по производству SolMix в Волгограде сможет покрыть не более 5% всего российского рынка. Однако, учитывая уже проявленный долгосрочный интерес нефтегазовых и сервисных компаний к новинке, Зиракс уже ставит в планы на 2012-2013 гг. увеличение мощности по выпуску перспективного продукта, чтобы обеспечить растущие потребности клиентов в экономичных способах повышения нефтеотдачи и снижения обводненности при глушении скважин, позволяющие добывающим компаниям не только экономить свои расходы, но и получать солидную прибыль от каждой операции глушения.





## Метод расчетов вероятных затоплений половодьями объектов нефтегазового комплекса

E-mail: [inecoteh@gmail.com](mailto:inecoteh@gmail.com)

Сайт: [www.inecoteh.ucoz.com](http://www.inecoteh.ucoz.com)

Site: [www.inecoteh.ucoz.com/en.htm](http://www.inecoteh.ucoz.com/en.htm)



**И.В. КУДРИН**, генеральный директор  
ЗАО «Компания ИНЭКОТЕХ», к.т.н.

При проектировании объектов нефтегазового комплекса, в том числе трубопроводов, авто- и железных дорог и др., выбор вариантов наиболее безопасного их расположения зависит и от важнейшего показателя – возможного затопления территорий в пике весеннего половодья или дождевых паводков, если они превышают уровни половодья (как на Дальнем Востоке). Существуют различные методы расчёта наивысших возможных уровней воды в беспойменных реках и картирования зон затопления по данным долгосрочных гидрометрических наблюдений.

Компанией ИНЭКОТЕХ впервые разработан метод расчёта наивысших уровней воды в реках с поймами, причем в условиях отсутствия или недостаточности гидрометрических наблюдений, который к тому же позволяет на порядки сократить сроки и стоимость составления карт зон затопления относительно традиционных гидрологических изысканий.

На территории России имеется более 20 тыс. рек и речек, на которых, согласно Каталогу отметок наивысших уровней воды рек и озёр СССР [1], велись наблюдения только на 1730 вододержных постах. При этом на малых реках с площадью водосбора  $F$  от 100 до 1000 км<sup>2</sup> было 309 постов, а на мелких речках с  $F < 100$  км<sup>2</sup> – только 37 постов. Таким образом, почти 99% малых рек в этом отношении не изучены, а на всех средних и крупных реках водомерные посты располагаются обычно очень редко – в сотнях километров друг от друга.

На Севере Европейской части России – в Тимано-Печерском нефтегазовом бассейне (НГБ) и Мезенском потенциальном НГБ (ПНГБ), в азиатской части – в Западно-Сибирском и Прибайкальском НГБ, Лено-Вилюйском газонефтяном бассейне (ГНБ) и Алданском ПНГБ сеть гидрометеостанций или водомерных постов крайне редка, а в Енисейско-Анабарском ГНБ, Восточно-Енисейском НГБ, Центрально-Тунгусском ПНГБ, Восточно-Туруханском и Верхоянском ПНГБ – практически вообще отсутствует. Водомерные посты, функционирующие только несколько лет, выдают недостаточную информацию: необходим многолетний, в несколько десятилетий ряд наблюдений.

В связи с этим на гидрологически мало- или совсем неисследованных территориях НГБ (а тем более – на ПНГБ) России и многих других стран строительство обычно начинается в условиях отсутствия достоверной информации о возможных наивысших уровнях воды в реках во время половодья и о зоне возможного затопления. Например, на Ямале многие постройки обустройства Бованенковского газопромысла, возведенные в пределах высокой поймы рек Мордыяха и Сеяха, несмотря на предварительные проведенные гидрологические изыскания, в одно из весенних половодий оказались частично затопленными.

Отсутствие информации о редких половодьях (с вероятностью появления 1 раз в 100 лет) приводит к тому, что внезапно затопленными оказываются целые города, например – Киренск и Ленск на реке Лена. В Западной Европе затоплялись до высоты второго этажа здания в городах на реках Висла, Одер (Одра), Эльба – и это уже не говоря о катастрофических наводнениях в Китае, Бангладеш, Пакистане, Таиланде и др.

В условиях отсутствия данных гидрометрических наблюдений специалисты-гидрологи используют зависимости гидрологических параметров рек (расходы и уровни воды) от морфологических параметров их русел – обычно только в районах с однородными климатическими и геологическими условиями. Относительно универсальную формулу предложил А.Н. Важнов в своем учебнике «Гидрология рек» [2]:

$$h = 0,2 Q^{0,6} / b^{0,6} \times i^{0,3},$$

где  $h$  – высота уровня воды над меженным уровнем (м);  $Q$  – средний многолетний расход (м<sup>3</sup>/сек);  $b$  – ширина русла (м);  $i$  – продольный уклон реки (м/км или промилли – ‰).

Но, как видно из структуры формулы, ее применимость распространяется на речные долины без поймы, однако в пределах нефтегазовых бассейнов многие речные долины поймы имеют. Когда вода во время половодья выходит на пойму, резко возрастает «живое сечение» водного потока и волна половодья расплывается – снижается пропорционально ширине поймы. Но никакими известными формулами такое расплывание волны половодья на пойме не учитывалось. Также не учитывалось противоположное явление – подъем уровня воды в пик половодья вследствие подпора потока перед резким сужением поймы.

Кроме того, для расчета наивысших уровней половодья и зон затопления необходимы сведения не столько о среднем расходе, присутствующем в формуле А.Н. Важнова, сколько о максимальном мгновенном расходе воды, величины которых – ни того, ни другого – при отсутствии данных наблюдений, неизвестны. Максимальный расход может быть приближенно рассчитан, но только при знании ряда параметров из специальных карт – приложение №2 к СНиПу-83 [3] – к сожалению, не имеющих у широкого круга пользователей.

Поэтому одной из главных задач является расчет максимального мгновенного расхода воды в конкретном створе реки через другие параметры, которые можно было бы определить дистанционно. Таким параметром оказалась ширина русла, определяемая как кратчайшее расстояние между бровками поймы на прямолинейных отрезках русла. Причем ширина русла определяется как среднее значение из нескольких (5-10) замеров ширины на идентичных по морфологии поперечных створов

на участке реки длиной примерно в 50-100 раз больше, чем ширина русла, при условии отсутствия на этом участке впадения относительно крупных притоков.

Высота пойменных бровок обычно соответствует высоте уровня воды в половодье (или в паводок) при так называемом руслоформирующем расходе, который примерно соответствует максимальному расходу 10-процентной обеспеченности (т.е. повторяемости в среднем 1 раз в 10 лет).

По многочисленным (сотням) замерам ширины русла рек на аэро- или спутниковых снимках нами были установлены корреляционные зависимости ширины русла как от руслоформирующего 10-процентного расхода, так и от максимального – с 1-процентной обеспеченностью.

Но ширина русла косвенно отображает максимальные расходы воды только при условии, что русло не разветвляется на несколько рукавов.

На реках с разветвленным руслом, для определения наивысшего возможного уровня воды используется зависимость максимальных расходов воды от площади водосборного бассейна, эмпирически установленная нами по данным «Материалов по максимальному стоку талых вод рек СССР» [4], где приводятся как расходы воды различной обеспеченности, так и площади водосборов и ряд других параметров, количественно характеризующих речные русла и бассейны (залесенность, заозеренность, заболоченность водосборных бассейнов, слой стока половодья, коэффициент «дружности» половодья и др.). Все перечисленные параметры влияют на величину максимального расхода воды, но определяющими параметрами являются площадь водосбора (км<sup>2</sup>), слой стока половодья (мм) и безразмерный коэффициент дружности половодья. Если площадь водосбора легко определить по общегеографической и топографической картам, а слой стока – по карте из СНиП-83 [3], то значения коэффициента дружности половодья содержатся в «Материалах...» [4] для ограниченного числа рек, в основном малых. В связи с этим нами составлена рабочая Карта коэффициента дружности половодья (в пределах России), изменяющегося в зависимости от характера водосборного бассейна, от динамики нарастания площади водосбора реки от ее истоков к устью и от направления течения реки – на север или на юг (для средних и больших рек). На малых реках влияние направления течения рек незначительно и подавляется другими факторами.

Если река врезается в плотные скальные породы, то её боковая эрозия ограничена и поэтому русло имеет каньонообразную форму с шириной в 2-3 раза (а иногда в несколько раз) меньше, чем в нормальных условиях. Так, в Восточно-Енисейском НГБ в районе Юрубчено-Тухомского и Курумбинского нефтегазовых месторождений река Подкаменная Тунгуска прорезает выходы прочных магматических пород (долеритовых силлов), русло ее аномально узкое, а наивысший уровень воды в половодье (1% обеспеченности) достигает у с. Байкит – 24 м. В то же время восточнее – в районе Ванаварского нефтяного и Пайгинского нефтегазового месторождений – Подкаменная Тунгуска дренирует относительно рыхлые триасовые туфы и при нормальной ширине русла высота уровня воды в половодье не превышает 12 метров.

Еще более разительная картина наблюдается на реке Нижняя Тунгуска в районе Моктаковского и Таначинского газовых месторождений – на Больших Порогах Нижней Тунгуски, прорезающей также мощные долеритовые пласты (силлы), русло реки образует узкий (до 100 м) каньон, в котором наивысший уровень воды в половодье достигает рекордной высоты – почти в 44 м (для обеспеченности 1%).

Во всех таких случаях наивысший уровень воды вычисляется по выведенной нами формуле, учитывающей пять параметров: площадь водосбора в кв. км, продольный уклон меженного

русла (‰), реальную ширину русла (м), слой стока (мм) и коэффициент дружности половодья. При этом расчётные величины отличаются от наблюдавшихся не более, чем на 2-3%.

У многих рек ширина поймы может превосходить ширину русла в 10-30 раз (и более). Оценка величины расплывания волны половодья (или паводка) при выходе воды на пойму долгое время казалась трудноразрешимой задачей.

В компании ИНЭКОТЕХ недавно разработан метод расчета наивысших уровней воды пойменных рек, заключающийся в следующем.

На чертеже поперечного профиля пойменной реки в заданном створе строится виртуальное сечение рассчитываемого потока в виде прямоугольника с шириной, равной расстоянию между пойменными бровками, и с высотой, равной расчетному наивысшему уровню воды в беспойменной реке с заданной обеспеченностью (например – с 1%-ой обеспеченностью). Мгновенный расход воды (м<sup>3</sup>/сек), проходящей через верхнюю часть этого прямоугольника с основанием, расположенным на уровне пойменной бровки, равномерно распределяется по суммарной ширине русла и поймы. После этого новый расчетный уровень «распластанного» половодья снизится пропорционально ширине заливаемой поймы. В формуле расчёта («ноу-хау» компании ИНЭКОТЕХ) учитываются продольные уклоны потока в русле и на пойме (с топокарт), ширины русла и поймы (с аэро- или спутниковых снимков), коэффициенты шероховатости дна русла и поверхности поймы (из известных таблиц), слой стока половодья (с карты СНиП-83) и коэффициент дружности половодья (с карты компании ИНЭКОТЕХ).

Если ширина поймы существенно меняется вдоль речной долины, то необходимо сделать несколько расчётов – выше и ниже по течению реки от заданного створа на участках с аномально расширенной и/или суженной поймой.

По абсолютным отметкам меженного уровня (на топографических картах) и по расчетным абсолютным отметкам наивысшего уровня воды реки строится продольный профиль, который в условиях изменчивой ширины поймы будет выглядеть как ломаная линия – с пиками («всплесками») в сужениях поймы и с прогибами – в расширениях. Если в сужениях поймы нет скальных пород (и порогов), то изломанный продольный профиль выравнивается путём срезания отдельных локальных отклонений.

По выровненному профилю имеется возможность определения абсолютных отметок наивысшего уровня воды реки в любом створе речной долины с любой частотой. По этим данным строятся карты зоны затопления с любой требуемой обеспеченностью (вероятностью) – 0,1; 1; 2; 5; 10%.

Практика апробирования обсуждаемой методики на многих реках в пределах нефтегазовых месторождений Сибири и Севера Европейской части России обычно показывает результаты, отличающиеся от систематически наблюдаемых на водомерных постах на малых реках – на доли метра, а на средних и крупных реках – максимум на 0,5 – 1 м.

Разработанная нами методика позволяет рассчитывать наивысшие уровни воды и составлять карты затопляемых территорий, в том числе при возможных катастрофических наводнениях, на любых реках в любых районах мира (включая пустынные с сухими долинами).

### Литература:

1. Каталог отметок наивысших уровней воды рек и озёр СССР. – Л.: Гидрометеиздат, 1970. – 148 с.;
2. Важнов А.Н. Гидрология рек. – М.: Наука, 1985.;
3. Методическое пособие по определению гидрологических характеристик рек. СНиП-83;
4. Материалы по максимальному стоку талых вод рек СССР. – Л.: Гидрометеиздат, 1967. – 196 с.





## ЗАО «Кэптив Нефтемаш» – производство нефтепромыслового оборудования

ЗАО «Кэптив Нефтемаш» (г. Самара) основано в 1995 году. Профилем предприятия является проектирование и производ-

ство нефтепромыслового оборудования, включающего в себя фонтанную, устьевую и запорную арматуру, обвязку обсадных

колонн, внутрискважинное оборудование, протектора, протектолайзеры. Также ЗАО «Кэптив Нефтемаш» производит оборудование под импортные технологии добычи нефти, расходные материалы и запасные части для оборудования «Кэптив Нефтемаш» и других производителей.

Наше предприятие работает на отечественном рынке более 16 лет. За это время появились прогрессивные технологии нефтедобычи, повысились требования, предъявляемые к надежности нефтедобывающего оборудования, а также к снижению эксплуатационных расходов. Все эти факторы способствовали изменению подхода к проектированию и производству нашей продукции.

ЗАО «Кэптив Нефтемаш» пошло по пути создания новых технологий и материалов. Работая в тесном и непосредственном контакте с нефтедобывающими подразделениями нефтяных компаний, нами было освоено производство как стандартного, так и принципиально нового оборудования, внедрение которого позволяет существенно снизить эксплуатационные расходы,

### Запорные устройства:

1. Задвижка шиберная
2. Дроссель
3. Вентиль манометрический
4. Клапан обратный перепускной



Разработчик:

ЗАО «Кэптив Нефтемаш»

ТУ: 3665-003-54037726-2001

ТУ: 3665-001-54037726-2001

### Оборудование устьевое:



1. Арматура фонтанная
2. Арматура нагнетательная
3. Обвязка колонная клиньевая

Разработчик:

ЗАО «Кэптив Нефтемаш»

ТУ: 3665-001-54037726-2001

ТУ: 3665-006-54037726-2006

### Запчасти к устьевому оборудованию:

1. Переходник
2. Нагнетатель смазки плунжерный
3. Защита кабельного ввода
4. Фланец переходный

Разработчик:

ЗАО «Кэптив Нефтемаш»

ТУ: 3665-001-54037726-2001



повысить надежность работы оборудования и ускорить внедрение прогрессивных технологий нефтедобычи. На все оборудование как производимое, так и вновь разработанное, получены патенты.

За короткое время был создан сильный и опытный конструкторско-технологический центр, хорошо оснащенное мобильное производство. Накопленный опыт работы и высокая мобильность производства позволяет постоянно расширять номенклатуру выпускаемого оборудования, как в направлении создания новых образцов, так и создания модификаций выпускаемого оборудования по конкретным техническим заданиям наших заказчиков.

Сегодня ЗАО «Кэптив Нефтемаш» производит серийный выпуск:

- запорные устройства (задвижка шиберная, дроссель, вентиль манометрический, клапан обратный перепускной);
- оборудование устьевое (арматура фонтанная, арматура нагнетательная, обвязка колонная клиньевая);
- запчасти к устьевому

оборудованию (переходник, нагнетатель смазки плунжерный, защита кабельного ввода, фланец переходный);

- средства защиты силового кабеля (протектор серии ПМ; протектолайзер серии ПК).

Все ответственные узлы выпускаются только в литом исполнении из материалов, способных удовлетворить требования заказчика.

Вся выпускаемая ЗАО «Кэптив Нефтемаш» продукция сертифицирована, имеет разрешительную документацию.

Наша главная задача – производство конкурентоспособной продукции самого высокого качества. Опыт и профессионализм наших сотрудников направлен на концентрацию ресурсов для

## Средства защиты силового кабеля и кабеля-удлинителя:

1. Протектор серии ПМ
2. Протектолайзер серии ПК



### Протектор серии ПМ:



Разработчик:

ЗАО «Кэптив Нефтемаш»

ТУ: 3666-009-54037726-2011

### Протектолайзер серии ПК:

Разработчик:


ЗАО «Кэптив Нефтемаш»

ТУ: 3666-010-54037726-2011



построения такой системы управления, которая позволяет оптимально удовлетворить требования заказчиков.

Коллектив ЗАО «Кэптив Нефтемаш» готов разработать и внедрить в производство партию нестандартного оборудования по заявкам и техническим заданиям заказчика. Мы моделируем производство, внедряем новые, экономически обоснованные технологии, а также стремимся полностью использовать свой производственный и технический потенциал для **взаимовыгодных долгосрочных партнерских отношений с заказчиками.**

Все это дает нам уверенность в сохранении достигнутых экономических и технических показателей сегодня и улучшении их в будущем. 





Н.Г. ОБЕРМАН – д.г.-м.н., начальник Коми территориального центра государственного мониторинга состояния недр, «Горногеологическая компания «МИРЕКО»

## Природная деградация многолетнемерзлых пород и ее специфика в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Со времени нашей последней публикации на данную тему в журнале «НЕФТЕГАЗ» (вып. 1, май 2007 г.) прошло 4 года, в течение которых нами получена новая обширная информация по проблеме деградации многолетнемерзлых пород в провинции.

В той публикации была обоснована фактическими данными практически повсеместная в провинции весьма значительная деградация многолетнемерзлых пород (ММП). Максимальное повышение их среднегодовой температуры на глубинах 10-15 м за 30-35-летний период составляло 0,7-1,6°C. В результате среднегодовые термокарстовые осадки земной поверхности достигли на некоторых площадях 0,44-0,53 м всего за 20 лет. Мощность несквозных таликов, существовавших до климатического потепления, отмеченного с начала 1970-х гг., возросла на 2,8-6,7 м; возникли новые талики. Сплошное протаивание ММП, залегающих с поверхности и сложенных минеральными отложениями, привело в ряде пунктов Печорской низменности к отступанию к северу южной границы распространения этих ММП на 20-40 км. Установлена связь интенсивности деградационных изменений характеристик ММП с географическим расположением площадей: на востоке или западе провинции, в ее континентальных или прибрежных районах.

Результаты метеорологических наблюдений последних лет свидетельствуют о продолжающемся поныне сохранении положительного тренда среднегодовой температуры воздуха (рис. 1). Соответствующим образом видоизменялись, согласно данных мерзлотного мониторинга, и перечисленные выше характеристики ММП. Показатели деградации ММП, в частности, повышение их температуры, отмечалось не только на шести ныне действующих геокриологических стационарах (рис. 2), но и в ряде других пунктов, наблюдающихся краткосрочно (до 5-и лет), также в естественных условиях. Это – несколько географических пунктов вблизи западного побережья Баренцева моря и в континентальной восточной части провинции.

Динамику развития многолетнего потепления ММП и, в том числе, в самый последний период, наглядно представляет хронологический график изменения температуры многолетнемерзлых торфяников, наиболее «чутко» реагирующих на климатические изменения (рис.3). Как видно на этом рисунке, среднегодовая

температура ММП испытала за последние треть века несколько сравнительно кратковременных повышений и понижений, соотносимых с соответствующими короткопериодными климатическими циклами. Причем контрастность (амплитуда) понижений температуры ММП становилась со временем все более слабой (малоамплитудной) и, соответственно, временные отрезки повышения ее – все более продолжительными. Изложенное интерпретируем как показатели интенсификации с годами потепления ММП и активизации деградационных изменений других параметров ММП, обусловленных их температурой. Подтверждения этого вывода приведены ниже.

Сопоставим темпы деградационных изменений характеристик ММП, например, за последние 6 лет и за предшествующий 25-35-летний период наблюдений, охватывавший только «ветвь» климатического потепления. Рассмотрим интенсивность изменения едва ли не основополагающего параметра ММП – их температуры, а также – мощности несквозных таликов и среднегодовых величин термокарстовых просадок. Они – неодинаковы по площади, изменяясь в зависимости от комплекса природных условий (табл. 1).

Скорость повышения температуры ММП в последние 6 лет значительно возросла на обоих наблюдавшихся ландшафтах, но особенно на ледовоморской равнине. Причиной является, вероятно, более высокий внутриземной тепловой поток в ее пределах, в сравнении с цокольной предгорной равниной. На каждой из равнин наибольшие темпы возрастания температур ММП характерны для междурусных сквозных и несквозных глубоких «реликтовых» (возникших до 1970-х гг.) таликов. Это – следствие дополнительного отепления пород грунтовыми водами. Участки со сливающимися ММП, лишенные такого дополнительного источника тепла, характеризуются меньшим увеличением интенсивности потепления ММП. Но самыми минимальными значениями увеличения ее отличаются новообразованные талики, сформировавшиеся во время климатического потепления, после

Таблица 1. Усиление деградационных изменений ММП в 2005-2010 гг. в сравнении с периодом предшествовавшего потепления

Мерзлотные условия участков	Равнинный ландшафт	Ледовоморской, gmlI		Цокольный предгорный
		Усиление, в сравнении с предшествовавшим периодом, изменений ММП в 2005-2010 гг., %:		
<b>I. Температура ММП</b>				
сливающиеся ММП		35–46		26–32
талики новообразованные	29–32	нет свед.		
несквозные талики «реликтовые», мощностью до 20 м		56–66		нет свед.
талики сквозные и несквозные мощностью более 20 м		82–164		37–53
<b>II. Мощность несквозных таликов</b>				
«реликтовые» мощностью до 20 м		13–18		55

Таблица 2. Возрастание термокарстовых осадков земной поверхности на ледовоморской равнине в 2005–2010 гг., в сравнении с периодом предшествовавшего потепления

Природные условия участков:	геоморфологические	Период до 2005 г.		2005–2010 гг.	
		Среднегодовые осадки (–), пучение (+)			
мерзлотные		см / год	%	см / год	%
Сливающиеся ММП	Крутовершинный водораздел	–1,9	–100	–4,6	–242
То же	Подножие склона	–0,3	–100	–0,5	–167
То же	То же	–0,1		+0,6	
То же и несквозные талики*	Плосковершинный водораздел	+0,0		–0,3	
Несквозные талики**	Средняя часть склона	–0,8	–100	–3,7	–463

Примечание: \* и \*\* – по створам протяженностью 0,20 и 0,44 км, остальные примеры по пучиномерным площадкам

начала 1970-х гг. Этого следовало ожидать, так как поступавшее атмосферное тепло расходовалось вначале на протаивание мерзлой толщи, и лишь оставшаяся от него часть – на прогрев оттаивших пород.

Мощности несквозных таликов увеличивались в последнее 6-летие также более интенсивно (табл. 1). Многократное же преобладание скорости увеличения мощности таликов на цокольной равнине, в сравнении с ледовоморской, связано с меньшей на 2 порядка льдистостью метаморфизованных трещиноватых пород на первой из них, нежели льдистость четвертичных осадков на второй равнине. Поэтому, для оттаивания ММП на цокольной равнине требовалось, при прочих равных условиях, гораздо меньше тепла, и мощность таликов возрастала интенсивнее, чем на ледовоморской равнине. Даже за столь короткий – шестилетний период на участках сливающихся ММП появились, впервые за 41 год наблюдений, перелётки талых пород – «зародыши» будущих несквозных таликов.

Причин ускорения увеличения мощности несквозных таликов в 2005-2010 гг. – несколько: возрастание скорости потепления пород; убывание с глубиной (ниже 8-10 м) льдистости ММП, соответственно, требуется меньше затрат тепла для оттаивания мерзлой подошвы несквозных таликов и – увеличения их мощности. Увеличение темпа потепления ММП в 2005-2010 гг. обусловило возрастание в этот период и величин среднегодовых термокарстовых осадков земной поверхности почти повсеместно, исключая торфяники (табл. 2). Величины этих осадков разнятся по площади больше, чем на порядок. По значениям осадков изученные площади равнины могут быть подразделены на 2 группы. Первая, характеризующаяся наибольшими среднегодовыми осадками, 3,7-4,6 см/год, приурочена к площадям склоновых несквозных таликов и в то же время – к участкам водораздельных сливающихся ММП. Но есть между этими территориями и общая особенность. Обе они – с пониженной увлажненностью деятельного слоя, препятствующей развитию криогенного пучения его: на крутовершинном промороженном водоразделе практически все выпадающие атмосферные осадки стекают вниз, не насыщая талые отложения деятельного слоя. На участках склоновых таликов, гораздо более благоприятных для инфильтрации атмосферных осадков, имеются предпосылки для водонасыщения деятельного слоя, но они не реализуются, так как просочившаяся влага инфильтруется транзитом через деятельный слой до грунтовых вод, залегающих глубже его. В результате совокупность мерзлотно-геоморфолого-гидрогеологических условий препятствует компенсации термокарстовых осадков (развивающихся при деградации ММП) криогенным пучением отложений деятельного слоя. Данное обстоятельство объясняет отмечающиеся в описанных условиях максимальные величины среднегодовых термокарстовых осадков земной поверхности.

Вторая группа площадей, характеризующаяся минимальными, до 0,2-0,3 см/год, увеличениями скорости термокарстовых просадок в 2005-2010 гг. (в сравнении с периодом предшествовавшего потепления; см. табл. 2), тяготеет к площадям с благоприятными условиями увлажненности деятельного слоя: к подножиям склонов с близкповерхностным залеганием грунтовых вод; к плосковершинным водоразделам, на которых фиксация профильтровавшейся влаги в деятельном слое способствуют не только особенности рельефа, но и наличие, наряду с несквозными таликами, массивов сливающихся ММП, благоприятствующих увлажнению деятельного слоя, из-за отсутствия инфильтрации через подошву его. То есть, на этих площадях имеется совокуп-

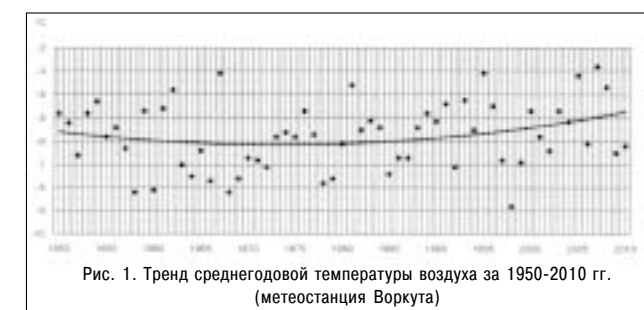


Рис. 1. Тренд среднегодовой температуры воздуха за 1950-2010 гг. (метеостанция Воркута)



Рис. 2. Многолетняя деградация многолетнемерзлых пород (уменьшение площади их распространения)



ность условий, способствующих развитию как термокарстовых просадок (вследствие многолетнего потепления ММП), так и сезонного криогенного пучения, почти полностью компенсирующего их. В описываемую группу площадей включаем и плоскополигональные торфяники у подножий склонов (табл.2, третий пример). Отличие торфяников от двух других площадей этой группы лишь в том, что благодаря весьма высокой увлажненности деятельного слоя мерзлых торфяников, сезонное криогенное пучение с избытком компенсирует термокарстовые просадки, обеспечивая подъем земной поверхности с незначительной, всего 0,6 см/год, среднегодовой скоростью, в целом, за период.

Необходимость минимизации негативного воздействия ММП на объекты нефте-газовой отрасли существовала всегда, но ныне, в условиях интенсивной деградации ММП под влиянием глобального потепления климата, эта проблема обострилась как никогда. Для Тимано-Печорской же провинции она стоит, пожалуй, наиболее остро, в сравнении с другими провинциями мерзлотной области России. Причина – в совокупности природных условий рассматриваемого региона. Во-первых, распространенные в его пределах ММП характеризуются едва ли не наиболее высокой среди других мерзлотных регионов фоновой температурой: от 0 до -3°C. Во-вторых, отоплению ММП Западноарктического региона, в который входит европейский Северо-Восток, благоприятствует тенденция многолетнего увеличения более, чем на треть мощности снежного покрова, в то время как в Восточноарктическом регионе положительная тенденция этого параметра отсутствует. В-третьих, провинция отличается

повышенной суммой годовых атмосферных осадков и избыточным увлажнением, что способствует «вкладу» конвективной составляющей атмосферного тепла в деградацию ММП. В связи с воздействием этих факторов, ММП европейского Северо-Востока наиболее подвержены деструктивному воздействию глобального климатического потепления (Oberman, 2008). «Горногеологическая компания «МИРЕКО» разработала такую методику, основанную на использовании данных мерзлотного и метеорологического мониторинга. Использование ее позволило впервые привести к единому «знаменателю» разновременные (относящиеся не только к разным фазам потепления климата, но и к периоду его похолодания) мерзлотные данные. В результате была построена, в частности, мерзлотная карта европейского Северо-Востока, отражающая важнейшую характеристику ММП – их распространение, по состоянию на 1970 и на 2005 гг. (рис. 2). Анализ этой карты позволяет констатировать, что вследствие повышения температуры пород и возникновения новых таликов за период между указанными датами, южная граница ММП, залегающей с земной поверхности, отступила к северу на 30-50 км.

Но еще более грозным предупреждением служат результаты 25 климатических моделей, разработанных в научных организациях разных стран. Данные этих моделей, различаясь в деталях (в амплитуде повышения температуры воздуха), едины в главном: человечество ждет дальнейшее потепление климата вплоть до 2100 г. (рис.4). Климатическая модель Института физики атмосферы РАН была дополнена детальной схемой процессов в почве с заданием антропогенных эмиссий парниковых газов при различных сценариях; при наиболее агрессивном из них среднегодовое потепление поверхности суши высоких широт Евразии достигнет к середине XXI века 3-5°, и «ММП исчезнут в Европе» (Аржанов и др., 2008). Даже при допущении возможной приблизительности результатов моделирования нельзя не признать, что складывающаяся природная ситуация угрожает серьезными природно-техногенными катаклизмами на северных территориях Тимано-Печорской провинции, тем более, что до середины столетия осталось не так много.

Предотвратить глобальное потепление и столь же глобальную деградацию ММП вряд ли удастся, но минимизировать ее, чтобы своевременно осуществлять опережающие адекватные мероприятия, – вполне реально. Для этого необходимо иметь оперативную информацию о состоянии ММП, активизации сопутствующих его изменению опасных криогенных геологических процессов. То есть, необходимы мерзлотный мониторинг и основанный на его результатах среднесрочный, 10-15-летний, геокриологический прогноз. Такой мониторинг имеется только в восточной части провинции, на центральной же и западной ее территориях, на которых расположены практически все эксплуатируемые нефтегазовые месторождения, он отсутствует. Поэтому первоочередной задачей является организация 3-5-и мерзлотных стационаров в провинции (в Большеземельской тундре) и разработка геокриологического прогноза для освоенной части ее на 2025 г.

#### Литература.

Аржанов М.М., Демченко П.Ф., Елисеев А.В. и др. Математическое моделирование влияния изменений климата на вечную мерзлоту. / Междунар. конф. Криогенные ресурсы полярных регионов. 21-24 апр. 2008 г., Тюмень. С. 205-209.

AMAP (Arctic Monitoring and Assessment Programme) 2009. Update on Selected Climate Issues of Concern. Oslo, Norway, p.p. 15.

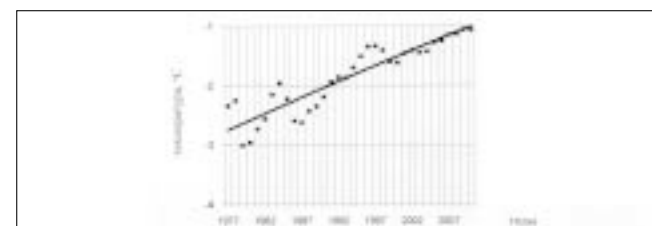


Рис. 3. Хронологический график многолетнего повышения среднегодовой температуры многолетнемерзлого плоскополигонного торфяника, на глубине 10 м (Воркутинский мерзлотно-гидрогеологический полигон)

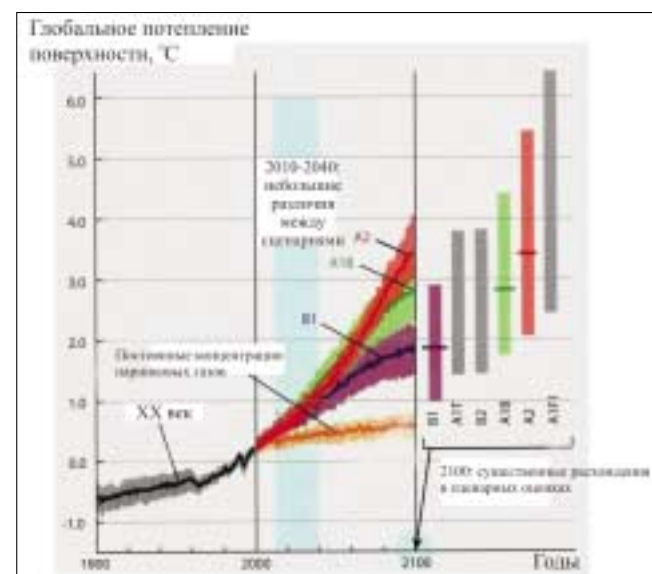


Рис. 4. Климатические модели глобального потепления при различных сценариях (по AMAP, 2009)

# 10-Й ЮБИЛЕЙНЫЙ ФОРУМ!

# PCVEXPO

## PUMPS COMPRESSORS VALVES



## ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ В МИРЕ НАСОСОВ, КОМПРЕССОРОВ И АРМАТУРЫ!

31 ОКТЯБРЯ – 3 НОЯБРЯ 2011  
МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО», ПАВИЛЬОН 1



Контакты дирекции форума:  
Тел. (495) 935-81-00,  
факс: (495) 935-81-01  
E-mail: medvedeva@mvc.ru

Организаторы:



Под патронатом:



Генеральные информационные спонсоры:



Информационная поддержка:



РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК УРАЛ: (343) 371-24-76, МВК ВОЛГА: (843) 291-75-89

WWW.PCVEXPO.RU



## РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ГЛУБОКОЙ ОЧИСТКИ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ

**В последнее время нефтедобывающие предприятия выдвигают все более жесткие требования к степени очистки попутной воды для последующей закачки в систему поддержания пластового давления. Разработка продуктивных пластов с низкой проницаемостью пористой среды коллектора ставит задачу по очистке воды до остаточного содержания нефти и твердых взвешенных веществ не более 1-15 мг/дм<sup>3</sup>. В статье рассматриваются способы очистки попутной воды различных месторождений до указанных параметров на экспериментальных пилотных установках с применением адсорбентов волокнистой структуры и гранулированной засыпки.**

**Ключевые слова:** сорбент, адсорбент, адсорбер, подтоварная вода, нефтепродукты, твердые взвешенные вещества, очистка воды.

В настоящее время нефтедобывающие предприятия предъявляют все более высокие требования к качеству воды для закачки в продуктивные пласты нефтяных месторождений в составе систем поддержания пластового давления. Требования многих геологических служб регламентируют остаточное содержание нефти и механических примесей (твердых взвешенных веществ или ТВВ) в очищенной воде не более 10-15 мг/дм<sup>3</sup>, а в некоторых случаях и до 1-5 мг/дм<sup>3</sup>. Такая глубокая степень очистки не может быть достигнута с применением традиционного промыслового оборудования и уже освоенных технологий.

Одним из направлений инновационных разработок ЗАО НТК «Модульнефтегазкомплект» является оснащение УПН или УПСВ блоками доочистки попутной пластовой воды, обеспечивающих выполнение указанных требований. Анализ публикаций по подобным технологиям [1-4], а также проведенные ранее исследования позволяют прогнозировать возможность достижения указанного выше уровня очистки воды применением сорбентов (адсорбентов), способных многократно выдерживать цикл «адсорбция – регенерация» без существенного снижения поглощающей способности. Регенерация является необходимой составной частью всех технологических процессов адсорбции, проводимых в замкнутом цикле. В ходе регенерации осуществляется извлечение адсорбированного вещества из твердого поглотителя (десорбция), после чего адсорбент вновь готов к работе. К адсорбенту предъявляются следующие технические требования:

- технологичность регенерации и возможность ее проведения без извлечения адсорбента из аппарата;
- отсутствие необходимости нагрева до высокой температуры, применения специфических реагентов и инертного газа при проведении регенерации;
- низкие эксплуатационные расходы;
- длительный ресурс работы;
- высокая удельная поглощающая способность по отношению к нефти.

Применительно к рассматриваемому случаю, физическая адсорбция обусловлена преимущественно дисперсионными силами молекуляр-

ного взаимодействия, возникающими при сближении частиц нефти (загрязнитель) с материалом адсорбента в водной среде. Несмотря на достаточно большое количество разработок по этой тематике [4-9], окончательные характеристики адсорбентов нефти могут быть определены исключительно экспериментальным путем ввиду сложности процесса взаимодействия адсорбента с адсорбируемым веществом.

С целью определения эксплуатационных характеристик сорбирующих материалов проведены эксперименты с применением наиболее широко используемых сорбентов: материалов волокнистой структуры и гранулированного неорганического адсорбента. Для испытаний поглощающей способности волокнистого сорбента и проверки возможности его регенерации отжимом для повторного использования был сконструирован и изготовлен экспериментальный адсорбер (рисунок 1), пилотные испытания которого проводились на Павловском месторождении (Пермский край). Адсорбер представляет собой стальной цилиндрический аппарат внутренним диаметром 0,3 м и общей высотой 1,5 м, установленный вертикально на опорах. На внутреннюю поверхность нанесено антикоррозионное покрытие. В адсорбере между подвижной и неподвижной решетками, соединенных с ручным механизмом отжима, размещается блок сорбента. В качестве сорбента для условий Павловского месторождения (таблица 1) был выбран синтетический волокнистый материал (таблица 2).

Таблица 1. Свойства пластовой воды Павловского месторождения

Характеристика	Значение
Плотность воды при 20 °С	1,119 г/см <sup>3</sup>
рН	5,8
Минерализация	172,1 г/дм <sup>3</sup>
Содержание гидрокарбонатов	73,22 мг/дм <sup>3</sup>
Содержание хлоридов	105505,85 мг/дм <sup>3</sup>
Содержание сульфатов	267,63 мг/дм <sup>3</sup>
Содержание ионов кальция	11664,78 мг/дм <sup>3</sup>
Содержание ионов магния	3145,8 мг/дм <sup>3</sup>
Содержание ионов натрия + калия	51413 мг/дм <sup>3</sup>
Содержание железа общ.	1,30 мг/дм <sup>3</sup>

Таблица 2. Свойства сорбента по паспортным данным

Характеристика	Значение
Толщина полотна (1 слой)	30 мм
Нефтеемкость	10-12 кг/кг
Грязеемкость (по механическим примесям)	5-7 кг/кг
Рабочий диапазон температур	4-50 °С
Количество циклов регенерации	500
Нефтеотдача при отжиме	70-75 %
Остаточное содержание нефти в воде после очистки	0,5-1 мг/дм <sup>3</sup>
Степень извлечения нефти из воды	97,5-98 %



Рис. 2. Общий вид ПФУ

ная вода выводилась с верхней части адсорбера. Перепад давления между входом и выходом адсорбера контролировался эталонными манометрами. Качество очистки пластовой воды определялось периодическим отбором проб на входе и выходе из адсорбера с последующим анализом на содержание нефти и ТВВ. По окончании времени защитного действия адсорбер отключался и производился отжим сорбента вращением маховика. При этом непрерывно производилась подача воды на промывку сорбента. Смесь отжатой нефти и воды выводилась с верхней части адсорбера через отдельный штуцер. Затем сорбент возвращался в исходное состояние и вновь включался в режим очистки воды.

Содержание нефти в промывочной воде при отжимах составило 2 % об. Перепад давления на входе (0,015 МПа) и выходе (0,005 МПа) из адсорбера в ходе проведения эксперимента не менялся и составил 0,01 МПа, возрастая во время отжима до 0,065 МПа (на входе 0,07 МПа, на выходе 0,005 МПа). Нарушений структуры сорбента не наблюдалось. Визуально наблюдалось загрязнение слоев сорбента нефтью и механическими примесями.

Результаты эксперимента показали, что предварительно подготовленную в резервуаре-отстойнике пластовую воду (содержание нефти 60-230 мг/дм<sup>3</sup>, ТВВ 40-50 мг/дм<sup>3</sup>) невозможно очистить от нефти и ТВВ при помощи сорбента волокнистой структуры до их остаточного содержания менее 20-25 мг/дм<sup>3</sup>. Вода содержала достаточно большое количество мелкодисперсных механических примесей (от 34 до 80 % всего количества), которые не задерживались в слое сорбента и в исследованном диапазоне скоростей потока выносились вместе с очищенной водой. При этом часть мелких частиц нефти закреплялась на поверхности примесей и также выносилась из аппарата. Регенерация сорбента отжимом возможна. После регенерации при работе адсорбера в течение 1-2 часов содержание нефти и механических примесей в очищенной воде составляло до 40 мг/дм<sup>3</sup>, после чего происходила стабилизация концентрации загрязнителей на прежнем уровне.

С учетом результатов этих исследовательских работ ЗАО НТК «Модульнефтегазкомплект» разработана и изготовлена пилотная фильтрационная установка (ПФУ) для подбора наиболее эффективного технологического режима очистки воды с использованием насыпного гранулированного адсорбента (рисунок 2). Установка сертифицирована и имеет разрешение Ростехнадзора на применение в условиях промысла.

ПФУ состоит из следующих основных элементов: колонка фильтрационная, емкости промывочной воды, насосы питания сепаратора и промывочной воды, сепаратор вихревой, компрессор взрыхления. Все элементы ПФУ размещены на платфор-

ме (раме-основании) и соединены между собой с помощью металлополимерных труб. Основное оборудование пилотной установки снабжено электрообогревом, теплоизоляцией. В комплект пилотной установки входит питающий кабель и электрошнур управления. Колонка фильтрационная представляет собой однокамерную цилиндрическую емкость с разъемным корпусом, верхним и нижним дренажно-распределительными устройствами. Основание корпуса колонки установлено на опорах. Конструкция колонки обеспечивает равномерное распределение потока жидкости по сечению колонки. Принцип работы ПФУ заключается в периодическом проведении на колонке трех технологических операций:

- адсорбция – обработка исходной пластовой воды, остановка колонки;
- регенерация адсорбента – взрыхление адсорбента сжатым газом, обратная промывка очищенной (осветленной) водой или 0,5-5 % водным раствором ПАВ снизу вверх;
- осаждение адсорбента, сброс первого фильтрата и последующий пуск в работу.

Очистка воды от нефти и механических примесей производится в нисходящем потоке, а регенерация, т.е. восстановление поглощающей способности адсорбента, осуществляется в восходящем потоке рабочей среды. Извлеченная из воды нефть и ТВВ в ходе регенерации выводятся с ПФУ в виде нефтешлама.

С помощью предварительных экспериментов был подобран наиболее эффективный гранулированный фильтрующий материал из природного сырья (таблица 3). Содержание нефти в исходной пластовой воде в период проведения исследований изменялось в диапазоне от 40 до 450 мг/дм<sup>3</sup>. Очистка пластовой воды происходила с необходимой эффективностью независимо от степени загрязненности на входе в установку (рисунок 3). В течение фильтрационного цикла значение содержания ТВВ в пробах воды на выходе с пилотной установки также удовлетворяло установленным требованиям (менее 10 мг/дм<sup>3</sup>). Увеличения перепада давления между входом и выходом фильтровальной колонки не наблюдалось (т.е. составляло не более 0,01 МПа). После завершения всех экспериментов была произведена окончательная регенерация адсорбента, после чего он был извлечен и просушен для визуального осмотра. В течение первых пяти минут

Таблица 3. Свойства адсорбента по паспортным данным

Характеристика	Значение
Полная сорбционная емкость	1,3 г/г
Влагоемкость	80-95 %
Условная механическая прочность	0,85 %
Огнеупорность	1400 °С
Маслоемкость по нефтепродуктам	900 мг/г
Полная сорбционная емкость	1,3 г/г
Влагоемкость	80-95 %

Таблица 4. Свойства оборотной воды Ашальчинского месторождения

Характеристика	Значение
Плотность воды при 20 °С	1,0015 г/см <sup>3</sup>
рН	7,14
Минерализация	3456,0 мг/л
Cl <sup>-</sup>	105,6 мг/л
SO <sub>4</sub> -2	71,6 мг/л
HCO <sub>3</sub> -	2318,0 мг/л
Ca <sup>2+</sup>	28,1 мг/л
Mg <sup>2+</sup>	14,6 мг/л
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	917,7 мг/л
Cl <sup>-</sup>	105,6 мг/л



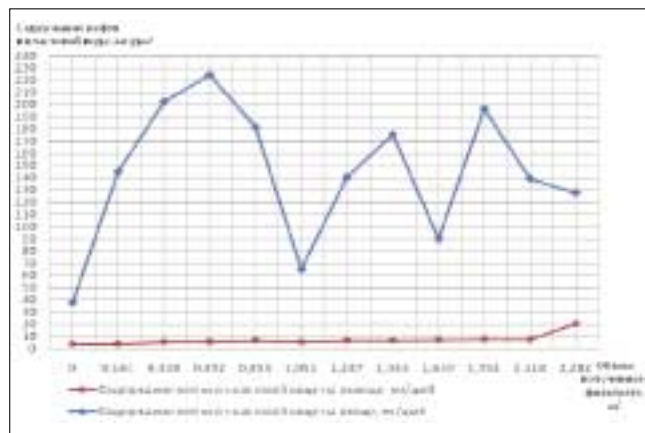


Рис. 3. Изменение загрязненности воды нефтью на входе и выходе ПФУ в течение одного из фильтроциклов (УПН Павловка)

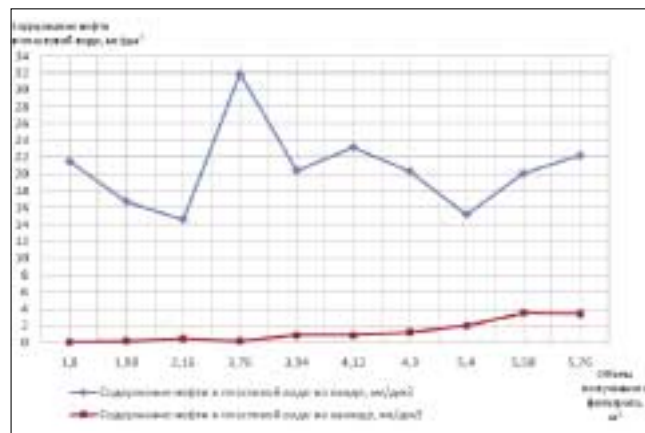


Рис. 4. Изменение загрязненности воды нефтью на входе и выходе ПФУ в течение одного из фильтроциклов (Ашальчинское нефтяное месторождение)

регенерации наблюдалось активное вымывание нефти и ТВВ из фильтровальной колонки, в последующие три минуты происходило постепенное осветление промывочной жидкости. Вынос гранул адсорбента из фильтрационной колонки, слипания гранул, присутствия свободной нефти и механических примесей на их поверхности не наблюдалось.

Результаты испытаний показали возможность очистки подтоварной воды Павловского месторождения до остаточного содержания нефти 3-10 мг/дм³, ТВВ – 2-7 мг/дм³. Время защитного действия адсорбента составило 36-72 часа в зависимости от загрязненности исходной пластовой воды. Рекомендуемая периодичность регенерации адсорбента – фиксированное по времени или по факту увеличение перепада давления между входом и выходом аппарата-адсорбера, вид регенерации – обратная промывка с использованием очищенной от нефти и механических примесей пластовой воды при повышенной температуре.

Особой и весьма важной проблемой является организация разработки залежей высоковязких битуминозных нефтей. Помимо вопросов интенсификации разделения водонефтяных эмульсий на первый план выходит необходимость разработки технологии очистки попутной воды от примесей нефти и ТВВ. Так, в настоящее время Ашальчинское месторождение битуминозной нефти (Татария) разрабатывается по технологии парогравитационного дренажа с повторным использованием оборотной воды для выработки пара (таблица 4). Для обеспечения работоспособности систем пароподготовки остаточное содержание нефти в оборотной воде должно быть менее 3 мг/дм³. С целью разработки конструкции блока водоподготовки на месторождении были проведены исследования с помощью ПФУ.

Исходная исследуемая попутная вода была загрязнена нефтью и ТВВ. В пробах визуально наблюдались механические примеси во взвешенном состоянии, а на поверхности воды – устойчивая пленка от нефти. Содержание нефти в исходной пластовой воде в период проведения исследований составляло в среднем 30 мг/дм³, а в отдельных случаях до 500 мг/дм³, температура воды 30-45 °С.

Очистка пластовой воды с применением ПФУ происходила с необходимой эффективностью (остаточное содержание нефти 1-3 мг/дм³, ТВВ – 5 мг/дм³) вне зависимости от степени ее загрязненности на входе в установку (рисунок 4).

Во время эксперимента проводился шестикомпонентный анализ на входе и выходе с установки, который показал, что фильтрация не оказывает значительных изменений на химический состав очищаемой воды.

Аналогичные результаты получены на подтоварной воде Сергинской УПН.

На основе полученных экспериментальных данных разработана технология глубокой очистки воды с использованием гранулированного природного сорбента. Технология предусматривает использование фильтров-адсорберов с единичной производительностью до 1100 м³/сут, расположенных в блоке укрытия и состоит из следующих основных стадий:

- грубая очистка пластовой воды от нефтепродуктов и ТВВ до их остаточного содержания не более 30-100 мг/дм³;
- тонкая очистка пластовой воды от нефтепродуктов и ТВВ до их остаточного содержания не более 3-15 мг/дм³;
- регенерация адсорбента (периодически).

В состав установки включены вихревые сепараторы грубой очистки воды единичной производительностью до 2500 м³/сут, промывочный насос, емкость для промывочной воды, дренажная емкость для сбора шлама. Основное технологическое оборудование установки размещается в обогреваемом укрытии, оборудованном системами освещения, вентиляции, сигнализации пожара и пожаротушения. Возможен любой уровень автоматизации установки, в том числе ее работа без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Л.П.Дрейк Москва: Премиум Инжиниринг, 2009. – 576 с.
2. Арнольд К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов / К.Арнольд, М.Стюарт Москва: Премиум Инжиниринг, 2011. – 776 с.
3. Яковлев С.В. Очистка производственных сточных вод. 2-е изд. / С.В. Яковлев, Я.А. Карелин, Ю.М. Ласков, Ю.В. Воронов Москва: Стройиздат, 1985. – 335 с.
4. Хапаев В.М. Способ очистки воды от нефтепродуктов и устройство для его осуществления. Пат. №2089261. Россия. Опубл. 10.09.97. Г. БИ № 25.
5. Smith J. J. Method and apparatus for removing oil from water including monitoring of adsorbent saturation / J. J. Smith, M. A. Berger, W. Darlington, M.R. Johnson // Pat. №6235201, USA // 22.05.2001.
6. Кельцев Н. В. Основы адсорбционной техники / Н.В. Кельцев Москва: Химия, 1984. – 512 с.
7. Проскураков В.А. Очистка сточных вод в химической промышленности / В.А. Проскураков, Л.И. Шмидт Ленинград: Химия, 1977. – 464 с.
8. Ельшин А. И. Выбор фильтровальных материалов для предочистки воды / А.И. Ельшин, А.И. Вечера // Матер., технол., инструм. 2000. – т. 5. – № 2. – с. 56-60.
9. Hirs Gene. Deep bed filtration system: Pat. № 6319400, USA // 20.11.2001.



24-27  
мая

ХІХ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

# ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2011

г. УФА

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:  
ДВОРЕЦ СПОРТА  
ул. Р.Зорге, 41



ОРГКОМИТЕТ:  
ООО "Башкирская выставочная компания"  
Тел./факс: (347) 253 09 88, 253 38 00  
[www.gntexpo.ru](http://www.gntexpo.ru), [gasoil@bvkexpo.ru](mailto:gasoil@bvkexpo.ru)



## ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ОСОБО УСТОЙЧИВЫХ ВОДО-НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ЖИДКИХ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ

Применение интенсивных методов повышения нефтеотдачи с использованием полимерных и коллоидных растворов и вовлечение в переработку высоковязких нефтей приводит к образованию на установках подготовки нефти промежуточных слоев высокоустойчивых эмульсий. Промежуточные слои, накапливаясь в технологических резервуарах, емкостях, отстойниках, дегидраторах, приводят к нарушению технологического режима процесса подготовки нефти, требуют изменения параметров технологического режима и цикличности работы установки, необходимы операции по их отделению от нефти с целью дальнейшей утилизации. При этом, в зависимости от мощности установки подготовки нефти, объемы образующихся промежуточных слоев могут составлять от нескольких сотен до нескольких тысяч тонн в год.

Наряду с вышеуказанным, на установках подготовки нефти имеется серьезная проблема по утилизации ловушечной нефти – так называемых жидких шламов, представляющих собой эмульсию выветрившихся нефтей с повышенным содержанием механических примесей и высокой устойчивостью к разделению и переработке.

Процессы обезвоживания подобных эмульсий требуют серьезных изменений в технологических режимах и технологическом оформлении процесса подготовки нефти. Кроме того, для переработки устойчивых эмульсий необходимо применение дорогостоящих реагентов-разбавителей, высокого расхода поверхностно-активных веществ (ПАВ), что отрицательно сказывается на технико-экономических показателях.

В настоящий момент разработан и опробован альтернативный метод переработки устойчивых эмульсий.

Для разрушения подобных эмульсий предложена технология, основанная на испарении водной фазы эмульсии при наложении механического воздействия (турбулизации) на кипящую жидкость.

Прямое удаление воды испарением из нефтяных эмульсий невозможно, так как в процессе нагрева и перегонки водо-неф-

ОАО НИИПИ «Спецнефтегазпроект»  
А.А. ШАЙХУТДИНОВ, Р.К. РАХМАТУЛЛИН, Г.Г. ЧЕРНЯЕВА

ИОФХ им. А.Е. Арбузова, ООО «Центр технологического сервиса»  
И.Ш. ХУСНУТДИНОВ, А.Г. ХАНОВА, Р.Р. ЗАБАРОВ

тяных и водо-углеводородных эмульсий происходит укрупнение и осаждение капель воды на поверхности нагрева, что приводит к перегреву слоя воды, взрывообразному кипению и выбросу эмульсии.

Для предотвращения переброса жидкости в процессе испарения воды из водо-нефтяных эмульсий и безопасного ведения процесса, на кипящую эмульсию налагается механическое воздействие с целью диспергирования глобул воды и снижения температурного градиента от поверхности нагрева к объему испаряемой жидкости и усреднению температуры эмульсии.

Турбулизация жидкости приводит к равномерному кипению эмульсии, без расслоения водной и углеводородной фаз, устранению перегревов, перебросов жидкости и гидравлических ударов.

Результатом применения данного способа удаления воды является полное обезвоживание эмульсии.

В случае повышенного содержания солей в исходной эмульсии предварительным этапом является процесс обессоливания, с подачей горячей пресной воды на отмыв солей.

Интеллектуальная собственность на данную технологию защищена патентом РФ на группу изобретений № 2009115211/04(020779) от 21.04.2009 «Способ обезвоживания высокоустойчивых водо-углеводородных эмульсий и унифицированный комплекс для его реализации».

Возможны различные варианты оформления технологического процесса, при этом используется несколько образцов интеллектуальной собственности, касающихся технологии обезвоживания, аппаратного оформления, алгоритмов управления процессом.

В настоящий момент ОАО НИИПИ «Спецнефтегазпроект» г. Казань разработана техническая документация на установки переработки нефтяных эмульсий различной мощности от 500 до 30000 тонн/год. ООО «Центр технологического сервиса» совместно с ОАО НИИПИ «Спецнефтегазпроект» проведены разработка документации, монтаж и испытания пилотного образца установки, с объемом испарительного блока 25% от коммерческой установки.

В зависимости от конкретной ситуации, технических возможностей и потребностей заказчика возможны различные варианты:

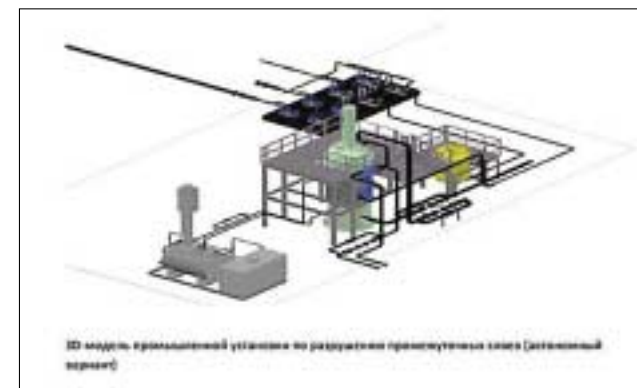
- организации нагрева эмульсии, с помощью различных видов топлива или теплоносителя;
- способов организации механического воздействия на эмульсию;
- видов аппаратного оформления процесса, в том числе с применением имеющегося в наличии у заказчика оборудования;
- режимов работы установки, периодический или непрерывный;
- уровней автоматизации установки (ручное регулирование, измерение и контроль параметров, полная автоматизация процесса).

Научно-исследовательский и проектный институт «Спецнефтегазпроект» г. Казань образован в марте 2008 года. Специализируется на проектировании объектов нефтяной и газовой промышленности – это и обустройство месторождений с системами нефтесбора и заводнения, и объекты нефтеподготовки – дожимные насосные станции, установки подготовки нефти, установки предварительного сброса воды, установки очистки нефти и газа от сероводорода и меркаптанов, объекты систем транспорта попутного нефтяного газа, а также объекты гражданского строительства. ОАО НИИПИ «Спецнефтегазпроект» выполняет проектно-сметную документацию в полном объеме, включая все спецразделы, а также осуществляет сопровождение проектной документации в органах Главгосэкспертизы.

В настоящее время ООО «Центр технологического сервиса» и ОАО НИИПИ «Спецнефтегазпроект» готовы предложить законченное техническое решение в виде блочно-модульной компактной установки по обезвоживанию особо устойчивых водо-нефтяных эмульсий и жидких нефтяных шламов. Разработать регламенты на проектирование и эксплуатацию установки проектно-сметную документацию установки, осуществить поставку стандартного и специализированного оборудования, провести монтаж и пусконаладочные работы.

### Краткое описание технологической схемы

Один из вариантов принципиальной технологической схемы установки термомеханического разрушения эмульсий представлен на рис. 1. Эмульсия (поток 1) из сырьевой емкости Е-1 насосом Н-1 подается в печь П-1, где она нагревается до температуры 110-140 °С. В зависимости от возможностей заказчика может быть предусмотрен вариант нагрева эмульсий теплоносителем, (водяным паром). Топливо на печь П-1 подается насосом Н-3 из емкости Е-3. В полость печи П-1 дополнительно установлено перемешивающее устройство М-1. Пары «вода + низкокипящие углеводородные фракции» направляется в конденсатор-холодильник Х-1, где конденсируются и поступают в емкость Е-2, где разделяются на углеводородную фракцию (верхний слой) и воду (нижний слой) и выводятся с установки. Обезвоженная нефть из куба печи П-1 откачивается насосом Н-2, и проходя через холо-



дильник Х-2, в охлажденном состоянии поступает в емкость Е-4.

Обезвоживание эмульсии на установке состоит из нескольких стадий.

Стадия А – загрузка в емкость печи П-1. Эмульсия подается насосом Н-1 в емкость печи П-1 до максимально регламентированного уровня;

Стадия Б – отпаривание. По достижении максимально регламентированного загрузочного уровня включается перемешивающее устройство М-1 и разжигается горелка Г-1. Отбор дистиллята продолжается до достижения температуры в кубе 110-130 °С или содержания остаточной воды менее 0,2%.

Стадия В – выгрузка из емкости печи П-1. При достижении остаточной обводненности сырья ниже 0,2% масс., прекращается подача топлива насосом Н-3 на горелку Г-1, вентиль В-2 открывается, и часть жидкости откачивается насосом Н-2 через холодильник Х-2 в емкость Е-4. После откачки кубовой жидкости из емкости печи П-1 до минимально регламентированного уровня вентиль В-2 закрывается, насос Н-2 отключается.

Представленная технология по переработке устойчивых нефтяных эмульсий позволяет решить проблему хранения, утилизации, дополнительной обработки нефтяных шламов, промежуточных слоев (подрезки) на объектах нефтяной промышленности.

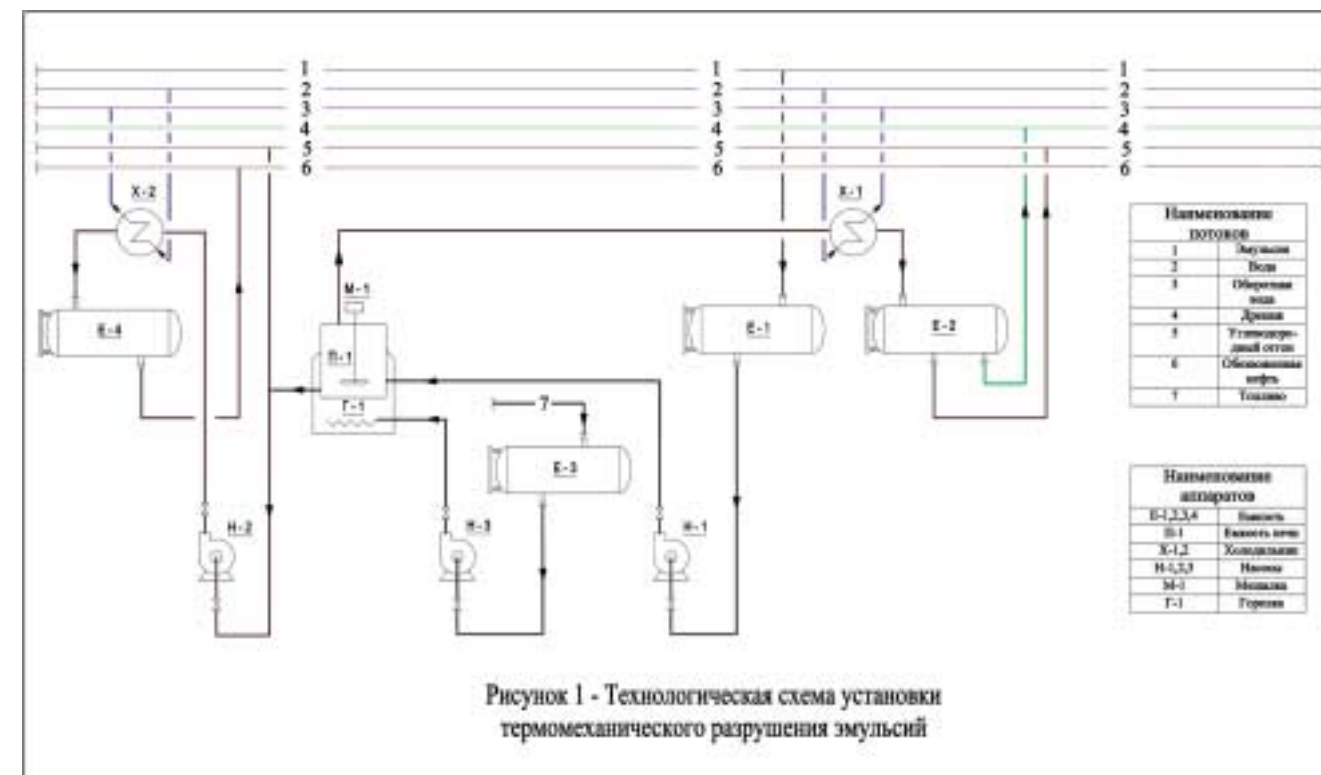


Рисунок 1 - Технологическая схема установки термомеханического разрушения эмульсий



**В.З. МИНЛИКАЕВ**, к.т.н., начальник Управления по добыче газа и газового конденсата (нефти) ОАО «Газпром»,  
**Д.В. ДИКАМОВ**, главный технолог Управления по добыче газа и газового конденсата (нефти) ОАО «Газпром»,  
**М.А. ИМШЕНЕЦКИЙ**, главный инженер ООО НПО «Нефтегаздеталь», **И.В. ШУЛЯТИКОВ**, к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений ООО «ВНИИГАЗ»

## ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПО КОНЦЕНТРИЧЕСКИМ ЛИФТОВЫМ КОЛОННАМ

В период 1960-75 годов для основных газовых месторождений СССР того времени (Северо-Ставропольское, Пелагиадинское, Газлинское, Шебелинское и др.) закончился период постоянной добычи. Требовалось поддержать отборы газа из месторождений без строительства новых скважин. В те годы скважины эксплуатировались в основном по лифтовым колоннам Ду=60-89мм, требуемые годовые отборы из месторождений обеспечивались за счет уменьшения давления на входе в дожимные компрессорные станции. Одним из наиболее экономически обоснованных решений, для увеличения производительности скважин, могло быть уменьшение потерь давления на движение газа по стволу скважины за счет эксплуатации одновременно по центральной лифтовой колонне и кольцевому межтрубному каналу между лифтовой и эксплуатационной колоннами.

Эксплуатацию скважин в условиях, осложненных скоплениями воды одновременно по лифтовой колонне и межтрубному кольцевому каналу (затрубью) без ограничения или с постоянным ограничением со штуцером на затрубье пытались применить на многих месторождениях. Каждый раз, после технологической продувки в атмосферу для удаления жидкости и подключения к газосборному коллектору, скважина в течении нескольких часов работала по двум каналам, а затем в лифтовой колонне образовывался гидрозатвор и скважины продолжали эксплуатироваться уже только по затрубью. Попытки подобрать штуцер и создать условия для длительной работы скважины по двум каналам оканчивались безрезультатно. Скважина прекращала работу по центральной лифтовой колонне, жидкость и механические частицы породы накапливались на забое.

На вводимом в разработку в период 70-х годов уникальном месторождении Крайнего Севера – Медвежье ГKM, первом из месторождений гигантов (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское) также были попытки эксплуатации скважин по двухрядному кон-

центрическому лифту для увеличения суточных отборов из месторождения. Дебиты скважин возрастали с 2 млн. м<sup>3</sup>/сутки до 5000 млн. м<sup>3</sup>/сутки. Эксплуатация велась по центральной лифтовой колонне Ду=168 мм и эксплуатационной – Ду = 219 мм. Однако после первого «фонтана» такая технология эксплуатации на Медвежье ГKM была запрещена.

На этапе изучения отечественного и зарубежного опыта эксплуатации газовых скважин по двухрядному лифту – центральной лифтовой колонне и кольцевому межтрубному каналу, в период 1966-68 годов, были решены основные вопросы, касающиеся управления и оптимизации работы скважин. В качестве критериев для оптимизации были приняты величины:

- Минимально допустимого дебита, при котором гарантированно обеспечивается вынос жидкости по центральной лифтовой колонне за счет скорости потока газа.
- Предельно допустимого максимального дебита скважины, при котором еще не разрушается продуктивный пласт или ограничение дебита обусловлено другими геолого-техническими условиями разработки месторождения.

Выполнение этих двух условий в процессе эксплуатации скважин позволяет добиться наивысшего отбора газа при максимально высоком давлении на устье скважины.

Функционально задача поддержания минимально необходимого дебита газа по центральной лифтовой колонне решается за счет регулирования степени открытия проходного сечения регулируемого штуцера, установленного на трубопроводе из затрубья, частичного или полного открытия (перекрытия) потока газа.

Для реализации новой технологии эксплуатации скважин по двухрядному лифту в СССР специалистом ВНИИГАЗа Шулятиковым В.И. впервые в мире был разработан алгоритм и энерго-независимый комплекс, позволяющий оптимизировать работу газовых скважин в автоматическом режиме.

Только на Ставропольском месторождении к середине 70-х годов 25% фонда скважин были оборудованы газопневматическими (Рисунок 1) управляющими комплексами, за счет работы которых дополнительная добыча газа составляла свыше 10% от общей годовой добычи из месторождения. В результате длительного опыта применения газопневматических комплексов на многих скважинах ряда месторождений была установлена большая эффективность технологии оптимизации режимов работы скважин, эксплуатация которых по техническим условиям возможна по центральной лифтовой колонне и кольцевому межтрубному каналу. В дальнейшем газопневматическими комплексами были оборудованы более 150 скважин в СССР.

За рубежом аналогичная технология была предложена только в начале 21-го века и получила широкое применение на месторождениях Канады. В составе Канадского комплекса

(ZEDi Inc.) используются современные средства микроэлектроники, автономное энергообеспечение и др. Все средства измерения, управления, передачи информации и энергообеспечения размещают в теплоизолированном отапливаемом боксе-контейнере.

В сентябре 2008 года испытания технологии оптимизации работы скважин по concentрическим лифтовым колоннам начались на двух скважинах месторождения Медвежье.

Для испытаний в скважинах во время капитального ремонта в лифтовую колонну Ду = 168 мм была спущена центральная лифтовая колонна Ду = 60 мм.

Из-за отсутствия в России фонтанной арматуры, специально предназначенной для эксплуатации скважин по двухрядному concentрическому лифту потребовалось разработать необходимое оборудование. На рисунке 2 изображена устьевая обвязка скважины Медвежье ГKM, оборудованная специальной фонтанной арматурой, произведенной ООО НПО «Нефтегаздеталь» по заказу ОАО «Газпром».

На заключительной стадии разработки многих газовых месторождений эксплуатация по межтрубному кольцевому каналу использовалась в случае поступления в скважину пластовой воды, которую периодически удаляли по центральной лифтовой колонне технологическими продувками в атмосферу.

Эксплуатация скважин по лифтовой колонне и затрубью без специального ограничения используется в конце периода падающей добычи сравнительно редко. Такая эксплуатация обеспечивает минимальные потери давления в стволе скважины и максимально возможный дебит газа. Однако такой способ эксплуатации используется только в том случае, если скорость газа, как по лифтовой колонне, так и по межтрубному кольцевому каналу, обеспечивает непрерывный вынос капельной жидкости и механических частиц, поступающих на забой вместе с газом, и отсутствуют условия для пробкообразования во всем диапазоне изменений давления в газосборном коллекторе за сутки и за квартал. На практике, в период падающей добычи, указанные условия не выполняются, поэтому надежность такой эксплуатации крайне мала и как показывает практика, в нижней части ствола скважины в интервале от нижних отверстий перфорации до нижнего торца лифтовой колонны, создается благоприятная ситуация для образования скоплений жидкости или механических пробок (песчаных или глинистых) даже, если по лифтовой колонне и затрубью обеспечивается вынос жидкости и твердых частиц. Скопления образуются у нижних отверстий перфорации, где скорость газа всегда недостаточна для подъема частиц породы и жидкости. Особенно это проявляется в скважинах с хорошей проницаемостью и большой мощностью продуктивного пласта.

Эксплуатация скважины по лифтовой колонне и межтрубному кольцевому каналу со штуцером на затрубье использовалась в период падающей добычи сравнительно часто. При такой эксплуатации на затрубье устанавливают штуцер, размер которого выбирают таким образом, чтобы по лифтовой колонне во всем возможном диапазоне изменения давления в сборном коллекторе дебит газа не уменьшался ниже критического дебита, необходимого для выноса жидкости по лифтовой колонне. При этом газ не поднимает жидкость по затрубью и вся капельная жидкость, поступающая из пласта либо конденсационная, стекает вниз по кольцевому зазору к башмаку лифтовой колонны, по которой и поднимается на поверхность газом. Так



Рис. 2. Устьевая обвязка скважины месторождения Медвежье. Специальная фонтанная арматура производства ООО НПО «Нефтегаздеталь» (г. Воронеж)

как жидкости, стекающей по затрубью, приходится двигаться против потока газа, то в затрубье при определённых расходах могут образовываться висячие скопления жидкости (висячие жидкостные затворы). Особенно благоприятные условия для образования скопления жидкости имеются в местах над сужениями площади кольцевого зазора над муфтами или выше мест перехода труб меньшего размера на больший. Висячие жидкостные затворы существенно увеличивают потери давления в стволе скважины. Во время кратковременного случайного увеличения давления в сборном коллекторе вся жидкость, составляющая это скопление, проваливается к башмаку лифтовой колонны и, если свободный объём под башмаком лифтовой колонны не большой, то образуется гидравлический затвор. Газ перестает поступать по лифтовой колонне, и скважина начинает работать только по затрубью. После этого создаются благоприятные условия для образования песчаных, либо глинистых пробок, прихвата труб лифтовых колонн и снижения дебита скважины. При рассматриваемом способе эксплуатации потери давления в стволе скважины составляют величину значительно большую оптимально возможной, так как размер штуцера на затрубье занижают, чтобы исключить самопроизвольное прекращение работы скважины по лифтовой колонне в силу указанных выше условий. Т.е. такая эксплуатация либо ненадежна, либо не оптимально возможная.

В течение нескольких десятилетий в процессе эксплуатации скважин на месторождениях севера Тюменской области особых проблем не возникало. Избыточные энергетические возможности и достаточное количество резервных скважин позволяли добывать запланированные объемы газа за счет использования традиционных технологий эксплуатации скважин. С середины 1990-х гг. ситуация резко изменилась: в настоящее время более половины добываемого в России газа приходится на месторождения, вступившие в период падающей добычи. С каждым годом это соотношение будет увеличиваться, а с 2020-25 гг. значительное количество действующих скважин будет сосредоточено на месторождениях, вступивших в завершающую стадию разработки.

Обеспечить стабильную работу скважин в сложившейся ситуации в течение ближайших 10-15 лет возможно только за счет комплексного использования на месторождениях традиционных и вновь создаваемых технологий эксплуатации скважин с применением современных компьютерных и информационных программ.



Рис. 1. Устьевая обвязка скважины № 70 Северо-Ставропольское месторождение





Генеральный директор  
ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика»,  
Председатель Правления НПС  
«Управление рисками, контроль  
и мониторинг» (РИСКОМ),  
к.т.н. **Виктор Викторович  
ЛЕЩЕНКО**

Директор по развитию  
ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика»,  
к.т.н. **Валерий Иванович  
ВИНОКУРОВ**

## НТЦ «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА». 15 лет на страже промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса

ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика» – научно-технический центр, действующий в системе промышленной безопасности с 1997 года. НТЦ осуществляет свою деятельность на основании лицензии Ростехнадзора на проведение экспертизы промышленной безопасности № ДЭ-00-010148 (Д), имеет аттестованную лабораторию неразрушающего контроля и лабораторию электроизмерений.

Основной вид деятельности ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика» – это выполнение комплекса работ и услуг, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации объектов нефтегазового комплекса (НГК). Объектами контроля НТЦ являются трубопроводы (надземные, подземные, морские и технологические), сосуды, работающие под давлением, и резервуары.

Основные виды деятельности:

- внутритрубная диагностика (ВТД) трубопроводов диаметром от 100 до 1420 мм с отводами радиусом 1,5 D геометрическими, магнитными, ультразвуковыми и электромагнитно-акустическими инспекционными поршнями высокого разрешения,

в том числе с гироскопическим модулем для определения DGPS координаты (XYZ) любой точки на трубопроводе;

- внутритрубная очистка трубопроводов, в том числе двойного и тройного диаметра;
- поиск и дополнительный дефектоскопический контроль дефектов по результатам ВТД;
- экспертиза промышленной безопасности;
- техническое диагностирование с применением неразрушающих методов контроля (АЭ, ВИК, УЗТ, УЗК, МПД, ЦД, ИТ и др. методы);
- электрометрия и электрокоррозионное обследование;
- проектирование систем ЭХЗ;
- разработка нормативно-технической документации;
- геодезия и картография;
- проектирование и монтаж систем мониторинга параметров технического состояния объектов;
- производство и монтаж композиционных усиливающих муфт (УКМТ) от 89 до 1420 мм для капитального ремонта дефектов трубопроводов до 100% потери металла без остановки перекачки.

119991, г. Москва, Ленинский проспект, д. 63/2, корп. 1  
(3-ий корпус РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина)  
Тел./факс: (495) 781-59-17, 781-59-18  
E-mail: [info@ntcngd.com](mailto:info@ntcngd.com)  
Сайт: [НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА.РФ](http://НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА.РФ)



Генеральный директор ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика» **Валерий Владимирович ЮДИН**



На основе анализа 20-летней эволюции стеклопластиковых конструкций, а также досконально изучив существовавшие на 2005 год методы ремонта трубопроводов, специалистами ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика» разработана, изготовлена, испытана, сертифицирована и с 2008 года серийно выпускается усиливающая композиционная муфта трубопровода – сокращенно УКМТ. Муфта состоит из двух полуоболочек изготовленных путем однонаправленной намотки стеклоровинга на фланцы из нержавеющей стали.

УКМТ разрешены для применения в нефтегазовой отрасли, имеют гигиенический сертификат, сертификат ГОСТ Р и сертификат ГАЗПРОМСЕРТ на соответствие ИСО 9001-2008. Использование муфт УКМТ позволяет осуществлять оперативный, недорогой, сравнительно простой и, вместе с тем, надежный ремонт трубопроводов. Согласно заключению экспертизы промышленной безопасности, на основании которой Ростехнадзором России выдавалось разрешение на применение, усиление трубопровода с применением УКМТ квалифицируется как постоянный метод ремонта – капитальный ремонт.

Принцип работы УКМТ – это компенсация внутреннего давления в трубопроводе за счет создания контактного давления снаружи при значительной величине момента затяжки болтовых соединений, что позволяет проводить монтаж на рабочих давлениях с гарантированным качеством, в отличие от муфт, устанавливаемых без создания предварительного напряжения.

Отличие УКМТ от всех существующих на сегодняшний день типов ремонтных муфт – это широкий спектр существующих типоразмеров ремонтируемых труб от 89 до 1420 мм, полное перекрытие ремонтируемого участка, простота монтажа, высокая скорость проведения ремонта и малый объем земляных работ. Для ремонта труб относительно небольшого диаметра для установки УКМТ достаточно вручную выкопать небольшой шурф и за 15–20 минут отремонтировать дефектный участок, что име-

ет большое значение, если, например, в это время приходится еще и откачивать грунтовые воды. Тогда и размер шурфа, и время проведения ремонта выходят на первый план.

С помощью усиливающих композиционных муфт УКМТ осуществляется ремонт наружных и внутренних дефектов трубопроводов с потерей металла до 100 % номинальной толщины стенки. Конструкция УКМТ позволяет устанавливать муфты на трубопровод последовательно, вплотную друг к другу, благодаря чему можно ремонтировать протяженные дефекты.

Поскольку данный ремонт относится к постоянным методам, в некоторых нефтегазодобывающих предприятиях УКМТ применяется для ликвидации порывов трубопроводов, в том числе без сброса давления. Ремонт при помощи УКМТ позволяет полностью отказаться от использования металлических хомутов и во многих случаях – от замены катушек. Кроме того, УКМТ также применяются для ремонта подводных трубопроводов, что очень актуально в условиях развития добычи углеводородного сырья на шельфе.

ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика»  
107014, г. Москва, ул. Большая Остроумовская, 12  
Тел./факс: (499) 268-77-24, 268-88-63; (495) 781-59-17, 781-59-18  
E-mail: [psongd@gmail.com](mailto:psongd@gmail.com) Сайт: [www.pso-ngd.com](http://www.pso-ngd.com)



Патент на изобретение № 2412335

# 1ПРОК-ИВЭ-1

**Скважинная компоновка**  
для добычи нефти УЭЦН с одновременной  
изоляцией вышерасположенного интервала  
негерметичности

**БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ РИР**

## Данная компоновка позволяет:

- ▶ Получить дополнительную добычу нефти с минимальными затратами;
- ▶ Надежно изолировать интервал негерметичности при помощи пакера **П-ЭГМ**;
- ▶ Обеспечить неразрывность силовой кабельной линии при монтаже;
- ▶ Проводить прямую промывку полости насоса в процессе эксплуатации скважины через обратный трехпозиционный клапан **КОТ**;
- ▶ Разъединить колонну НКТ в месте установки **МРГ** при захвате внутрискважинного оборудования.

## Технические характеристики компоновки

Шифр	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр компоновки, мм	Диаметр проходного канала, мм, не менее	Присоединительная резьба компоновки по ГОСТ 633-80	
	Условный диаметр	Толщина стенок			Верх (муфта)	Низ (ниппель)
1ПРОК-ИВЭ-1-118-48-T150-K1-1	140	6,2-7,7	118	48	73	
	146	9,5-10,7				
1ПРОК-ИВЭ-1-122-48-T150-K1-1	146	6,5-9,5	122	60	89   73	
1ПРОК-ИВЭ-1-142-60-T150-K1-1	168	7-9	142			
1ПРОК-ИВЭ-1-152-60-T150-K1-1	178	7-12,7	152			

ООО Научно-производственная фирма "ПАКЕР"  
Адрес: 452606, РФ, Республика Башкортостан,  
г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7.  
Тел.: (34767) 6-71-91, 6-63-64;  
Факс: (34767) 6-75-15

[www.npf-paker.ru](http://www.npf-paker.ru)  
E-mail: [mail@nfp-paker.ru](mailto:mail@nfp-paker.ru)



## Альтернативные способы вывода скважин из бездействия как способ снижения затрат на капитальный ремонт скважин



**В.В. ТРИФОНОВ,**  
руководитель службы  
сервисного обслуживания  
ООО НПФ «Пакер»

В 2010 году бездействующий фонд скважин в Российской Федерации составлял около 16% эксплуатационного фонда. Направляя значительные финансовые ресурсы на геологоразведочные работы, разведочное и эксплуатационное бурение, компании не должны забывать о малодобитном и бездействующем фонде скважин. В частности, необходимо уделять особое внимание повышению эффективности эксплуатации малодобитных скважин и поиску экономически оправданных путей запуска в эксплуатацию бездействующих скважин. Это касается не только компаний, эксплуатирующих старые месторождения, ведь вопросы работы с малодобитным и бездействующим фондом скважин рано или поздно придется решать каждой компании вне зависимости от текущего состояния разработки ее месторождений.

При переводе скважин из категории бездействующих в фонд дающих продукцию важно осуществлять комплексный подход, а также помнить, что количественный анализ следует дополнять качественным (см. «Основные категории скважин фонда»).

### Двухпакерные компоновки для вывода скважин из бездействия

При нарушении целостности эксплуатационной колонны можно эффективно запустить скважину в эксплуатацию с помощью двухпакерной (классической) компоновки. Она позволяет изолировать нарушение как снизу, так и сверху. Эта компоновка состоит из нижнего и верхнего пакеров, установочного и разъединяющего инструмента (гидравлического или механического), клапана уравнивающего и разъединителя колонны. Клапан уравнивающий необходим для выравнивания давления, чтобы после длительной эксплуатации была возможность выровнять давление и безопасно извлечь компоновку без увеличенных нагрузок. Надо отметить, что при проектировании компоновок мы уделяем повышенное внимание разъединяющим устройствам: в каждом случае важно предусмотреть вероятность осложнений и пути выхода из ситуации с наименьшими затратами. Особенно это актуально, если речь идет о многопакерных компоновках.

При использовании двухпакерной компоновки 2ПРОК-СИАГ для перевода скважин из бездействия в фонд дающих продукцию исключается проведение дорогостоящих РИР, а разработ-



ка зоны дренирования скважины проводится с максимальной выработкой запасов (см. «Двухпакерная компоновка для селективной изоляции – автономная 2ПРОК-СИАГ-1»).

Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин глубинными насосами с изоляцией негерметичности эксплуатационной колонны 2ПРОК-УОИВ-1 обеспечивает надежную изоляцию места негерметичности, исключает проведение длительных и дорогостоящих РИР. Эта установка может эксплуатироваться с УСШН и УЭЦН в кожухе, или в жесткой сцепке с насосом, или через подвижное герметичное соединение РКУ или ИПМ-5. (См. «Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин с глубинными насосами с изоляцией негерметичности эксплуатационной колонны 2ПРОК-УОИВ-1»).

Верхний пакер в двухпакерной компоновке ПРО-ЯВЖТ имеет несколько модификаций, которые направлены на его надежную фиксацию и гарантированную посадку в наклонно-направленных скважинах. Модификация пакера ПРО-ЯВЖТ-С со срезными штифтами регулируется на определенную нагрузку, и пока эта нагрузка не будет целиком передана на нижний пакер, верхний пакер не запакеруется. Для больших углов наклона разработан гидродомкрат, который позволяет устанавливать компоновки и в горизонтальных скважинах.

Пакер ПРО-ЯВЖТ используется при освоении и эксплуатации скважин, для длительного герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны при эксплуатации в составе компоновок.

Гидравлический или механический посадочный инструмент ИПГ или ИПМ (гидравлика срабатывает от создания давления в НКТ, механика – от правого вращения) предназначен для установки, разъединения и соединения колонны НКТ с оставляемым автономно в эксплуатационной колонне пакерно-якорным оборудованием. Пятая модификация ИПМ обеспечивает подвижное герметичное соединение НКТ с нижерасположенным пакером.



Двухпакерная компоновка для селективной изоляции – автономная 2ПРОК-СИАГ-1



Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин с глубинными насосами с изоляцией негерметичности эксплуатационной колонны 2ПРОК-УОИВ-1





Пакерная компоновка для изоляции верхнего водопритока в добывающих скважинах 1ПРОК-ИВЭ-1

Для особых условий эксплуатации разработан универсальный разъединитель колонны РКУ, который обеспечивает подвижное (до 1500 мм) герметичное соединение НКТ при работе с нижерасположенным оборудованием. РКУ предназначен для установки, разъединения и соединения колонны НКТ с оставляемым автономно в эксплуатационной колонне пакерно-якорным оборудованием.

По состоянию на 1 сентября 2010 года в Российской Федерации работало более 1 500 комплектов двухпакерных компоновок производства НПФ «Пакер» для длительной селективной изоляции. Это классический и недорогой способ запуска скважины в эксплуатацию, имеющей нарушение эксплуатационной колонны.

#### Запуск скважины, имеющей нарушение эксплуатационной колонны с УЭЦН

Если скважина, имеющая нарушение эксплуатационной колонны, эксплуатируется УЭЦН, то можно применять компоновку 1ПРОК-ИВЭ-1, состоящую непосредственно из самого УЭЦН, обратного клапана, сбивного клапана, пакера с электрокабелем и разъёмной гидравлической муфты, которая предназначена для безопасного извлечения компоновки. Когда компоновка 1ПРОК-ИВЭ-1 устанавливается, пакером отсекается нарушение эксплуатационной колонны, что дает возможность быстро и с минимальными затратами запустить скважину в эксплуатацию на нефть (см. «Пакерная компоновка для изоляции верхнего водопритока в добывающих скважинах 1ПРОК-ИВЭ-1»).

Не секрет, что более 60% отказов УЭЦН в Российской Федерации связаны с отложением солей и мехпримесей. В связи с этим, некоторое время назад, мы поставили перед собой задачу разработать клапан обратный, который позволил бы в случае заклинивания насоса или отложения солей и мехпримесей на рабочих органах, а также засорения приемной сетки произвести прямую промывку полости УЭЦН соляной кислотой, специальным ингибитором или технологической жидкостью. Эта задача была выполнена – был разработан клапан обратный трехпозиционный КОТ-93. В стандартном положении клапан работает как обратный. При работе УЭЦН клапан открыт и поток жидкости при движении вверх омывает клапан. Когда УЭЦН останавливается, клапан КОТ-93 закрывается, а при создании избыточного давления в НКТ совмещаются боковые отверстия и начинается прямая промывка самого насоса. С помощью клапана КОТ-93 уже произведено несколько операций по промывке ЭЦН от «клина», и установки запущены в работу.



Муфта разъёмная гидравлическая МДФ-89

Муфта разъёмная гидравлическая МДФ-89 позволяет при осложнениях со скважинным оборудованием и колонной НКТ разъединять их в месте ее установки. Также она снижает риск возникновения тяжелых осложнений со скважинным оборудова-

нием. Муфта приводится в действие сбросом шара и созданием давления в НКТ. Ее можно использовать не только в составе пакера, но и для всего фонда УЭЦН, работающих в скважинах, осложненных солями, – то есть в целях снижения затрат на ликвидацию осложнения с УЭЦН, прихваченными солями. (см. «Муфта разъёмная гидравлическая МДФ-89»).

#### Запуск скважины, имеющей нарушение эксплуатационной колонны с УСШН

Если скважина, имеющая нарушение эксплуатационной колонны, эксплуатируется штанговым насосом, то можно запустить ее в эксплуатацию, установив штанговый насос со специальным пакером ПРО-ЯТ-О, который имеет нижний и верхний механические якоря и так называемый регулируемый замковый узел. После установки пакера ПРО-ЯТ-О срабатывает замок, и чтобы сорвать пакер, необходимо приложить растягивающую нагрузку от 5 до 12 т. Необходимость такой конструкции вызвана тем, что при использовании обычного пакера совместно с ШГН в большинстве случаев пакер срывается под действием возвратно-поступательных движений штанг, передающихся на насос, НКТ и пакер. Пакер ПРО-ЯТ-О эту проблему решает.

При отсечении нарушения эксплуатационной колонны скважины, эксплуатируемой ШГН, пакерная компоновка 1ПРОК-УО-1 позволяет исключить многократные проведения дорогостоящих РИР традиционными методами (см. «Пакерная компоновка для изоляции верхнего водопритока в добывающих скважинах при эксплуатации УСШН 1ПРОК-УО-1»). Пакер ПРО-ЯТ-О также может применяться в компоновках для одновременно-раздельной эксплуатации, где необходимо натяжение колонны НКТ.

Вместе с пакером-трубодержателем ПРО-ЯТ-О (или якорем-трубодержателем ЯТ-О) при штанговом способе эксплуатации мы предлагаем использовать натяжитель ИН-73 колонны НКТ. Он используется для натяжения колонны НКТ с требуемой нагрузкой при установке пакера ПРО-ЯТ-О или якоря ЯТ-О. ИН-73 является инструментом многоразового использования. Применение натяжителя ИН-73 с ПРО-ЯТ-О (ЯТ-О) позволяет снизить удельное потребление электроэнергии до 15%. Этот эффект основан на том, что при работе УСШН происходит сжатие-растяжение колонны труб. В результате натяжения колонны НКТ с помощью ПРО-ЯТ-О с ИН-73 (или ЯТ-О с ИН-73) увеличивается эффективный ход плунжера, повышается коэффициент наполнения насоса и, следовательно, снижаются удельные энергозатраты. Кроме того, применение натяжителя должно снизить обрывность штанг и трение штанг о трубы.

#### Оборудование для проведения РИР

Пакер, разбухаемый ПР, используется для проведения РИР выше или ниже интервала перфорации, в его состав входит пробка разбухаемая заливающая ПРЗ и инструмент установочный гидравлический ИУГ. Пробка разбухаемая заливающая ПРЗ оснащена двумя клапанами, которые обеспечивают двухстороннюю герме-



Пакерная компоновка для изоляции верхнего водопритока в добывающих скважинах при эксплуатации УСШН 1ПРОК-УО-1



Извлекаемая пакер-пробка 1ПРОК-ИРИП-1

установки мостов и т.д.) и исключить кольматацию породы нижерасположенного пласта (см. «Извлекаемый пакер-пробка 1ПРОК-ИРИП-1»). Эта технология используется в скважинах с 2009 года.

Принцип работы извлекаемого пакера-пробки 1ПРОК-ИРИП-1



Двухпакерная компоновка 2ПРОК-СО-2 для селективных обработок пластов

точность после извлечения установочного гидравлического инструмента ИУГ, таким образом, она может использоваться и как заливающая разбухаемая пробка, и как мостовая пробка. ИУГ предназначен для спуска и установки пробки ПРЗ при проведении РИР или отсечения интервала в эксплуатационных колоннах.

Пакер ПР успешно прошел ОПИ в ООО «Татнефть-АзнакаевскРемСервис» и других компаниях. Он характеризуется малой длиной разбухаемой и извлекаемой частей.

#### Извлекаемый пакер-пробка для отсечения нижележащих продуктивных интервалов

Применение технологии с использованием извлекаемой пакер-пробки позволяет исключить проведение дорогостоящих РИР, максимально сократить время простоя скважины и извлекать оборудование после проведения операции. Применение этой технологии дает возможность отказаться от изоляционных работ традиционным методом (отсечения забоя, установки мостов и т.д.)

В скважину ниже интервала нарушения спускается пакер с возможностью автономной эксплуатации ПРО-ЯДЖ-О (П-ЯДЖ-О, ПРО-ЯТ-О), сверху устанавливаются безопасный переводник, уравнивательный клапан, глухой переводник и разъединитель. Производится установка пакера и после разъединения и оставления компоновки автономно, сверху, на определенный интервал, заливается водонабухающий полимер. Затем в скважину на НКТ спускается перо или пакер с пером и производится закачка химических реагентов и цемента в интервал нарушения. После проведения работ и ОЗЦ разбурается корка цемента, поднимается долото, спускается ответная часть инструмента ИПГ или ИПМ (РКУ) для извлечения пакера, водонабухающий полимер с цементной коркой вымывается и пакер извлекается на поверхность. Таким образом, сокращается продолжительность КРС, а также сохраняются коллекторские свойства пласта.

#### Компоновка для селективных обработок

Для селективных обработок пластов под давлением до 35 МПа разра-

ботана двухпакерная компоновка 2ПРОК-СО-2 (см. «Двухпакерная компоновка 2ПРОК-СО-2 для селективных обработок пластов»). Применение этой компоновки позволяет проводить селективные обработки различными химическими реагентами, производить селективное освоение, определять место негерметичности ЭК, сократить время проведения ремонтных работ в скважине, а также проводить многократные операции за одну СПО. Данная компоновка успешно применяется для сокращения продолжительности ремонта в нефтегазодобывающих и нефтесервисных компаниях уже несколько лет.

В состав компоновки входит нижний пакер ПРО-Ш-К-ЯМО, который при спуске компоновки открыт. Как только пакер устанавливается в месте посадки, клапан закрывается, перекрывая проходное сечение пакера. Клапан вновь открывается при срыве пакера, тем самым выравнивается давление ниже и выше пакера. Необходимость выравнивания давления обусловлена тем, что большой перепад давления может спровоцировать осложненные срывы пакеров.

Усовершенствованным вариантом описанной выше компоновки служит компоновка 2ПРОК-СОД-2. Она позволяет обрабатывать два интервала без переустановки.

#### Работа со скважинами малобитного фонда

При стандартной схеме размещения оборудования в скважинах, оборудованных ЭЦН или ШГН (УЭВН), обводненности от 17 до 85%, не аномально вязкой нефти, граница раздела фаз «вода – нефть» находится на приемном модуле насоса. Отделившаяся вода проникает в ПЗП и нарушает ее коллекторские свойства. Это приводит к созданию искусственного барьера для поступления нефти, образованию водяного столба до приема насоса в стволе скважины, повышению обводненности добываемой жидкости, а в конечном счете – к снижению КИН.

Мы предлагаем несколько достаточно простых технологических решений для модификации скважинных компоновок подземного оборудования (КПО), которые, что важно, можно быстро реализовать в процессе текущей смены насосов. Следует отметить, что стоимость реализации этих решений несоизмеримо ниже стоимости ремонтных работ по смене ГНО, а эффективность работы оборудования становится выше. В частности, как показывает промышленная практика, увеличивается текущий дебит нефти и



Двухпакерная компоновка 2ПРОК-СОД-2 для селективных обработок пластов



Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин с установкой УСШН 1ПРОК-УО-1





Однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-УОА

сокращается время вывода скважин на режим.

В предлагаемых схемах КПО хвостовик колонны НКТ под пакерами типа ПРО-ЯТ-О или ПРО-ЯДЖ-О (П-ЯДЖ-О) оборудован клапанами типа КПГ для перепуска жидкости и газа, установленными над и под интервалом перфорации, а также заглушкой снизу для сбора и удержания мехпримесей. В результате эти вещества будут удаляться из ПЗП, газ не будет способствовать осушению и разрушению породы пласта, а вода не станет ускорять процесс гидрофилизации.

Будучи равновесным и работая по гравитационному принципу, клапан закрывается, когда до него доходит граница раздела сред или выравниваются его внутреннее и наружное давление. Затем газ опять начинает накапливаться под пакером, граница раздела газа и нефти снова начинает опускаться вниз, при достижении необходимой или заданной величины давления газа клапан вновь открывается, процесс переходит в автоколебания и циклически повторяется. Для работы на малобитном фонде раз-

работана однопакерная компоновка для эксплуатации скважин УСШН 1ПРОК-УО-1 (см. «Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин УСШН 1ПРОК-УО-1»). В состав КПО входят УСШН, клапаны перепускные КПГ, узел разъединения и герметичной стыковки ИПМ, пакер с двойным замковым устройством типа ПРО-ЯТ-О и заглушка. Компоновка предназначена для уменьшения обводненности добываемой жидкости.

Модификацией описанной выше компоновки для скважин, оборудованных ЭЦН, служит однопакерная компоновка 1ПРОК-УОА. В состав КПО входят установка ЭЦН в компоновке с обратным клапаном КОТ-93, узел разъединения ИПГ или ИПМ, пакер с двойным замковым устройством типа ПРО-ЯДЖ-О (ПРО-ЯТ-О), разъединитель колонный РК, клапаны перепускные КПГ-108 и заглушка (см. «Однопакерная компоновка для насосной эксплуатации скважин 1ПРОК-УОА»).

По окружности клапанов типа КПЭ или КПГ имеются каналы, в которых находится седло-шар. Если давление в затрубном пространстве превышает давление в НКТ, шар уходит в безопасную зону и клапан открывается, перепуская газожидкостную смесь. Когда давление в НКТ становится больше, чем в затрубном пространстве, клапан закрывается. То есть клапаны перепускают газожидкостную смесь только в одном направлении (см. «Принцип работы обратных клапанов КПЭ-15 и КПГ-108»).

### Сервис пакерного оборудования

В состав НПФ «Пакер» входит сервисная служба, которая позволяет внедрять пакерно-клапанные компоновки непосредственно в скважинах. Эта служба была создана в 2008 году и на сегодняшний день имеет разветвленную структуру (см. «Структура службы сервисного обслуживания НПФ «Пакер»).

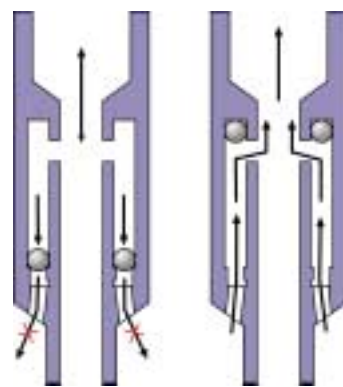
Сервисная служба предоставляет весь спектр услуг с пакерно-клапанным оборудованием (через региональные сервисные центры, в том числе с сервисного центра в г. Октябрьский Республики Башкортостан). На начальном этапе производится подбор оборудования к конкретной скважине Заказчика. Это безвозмездная услуга, и не обяывает добывающую компанию к покупке компоновки.

Для оказания этой услуги создана специальная Служба скважинных технологий, где работают специалисты с опытом работы в нефтегазодобывающих и нефтесервисных компаниях, в том числе геологи.

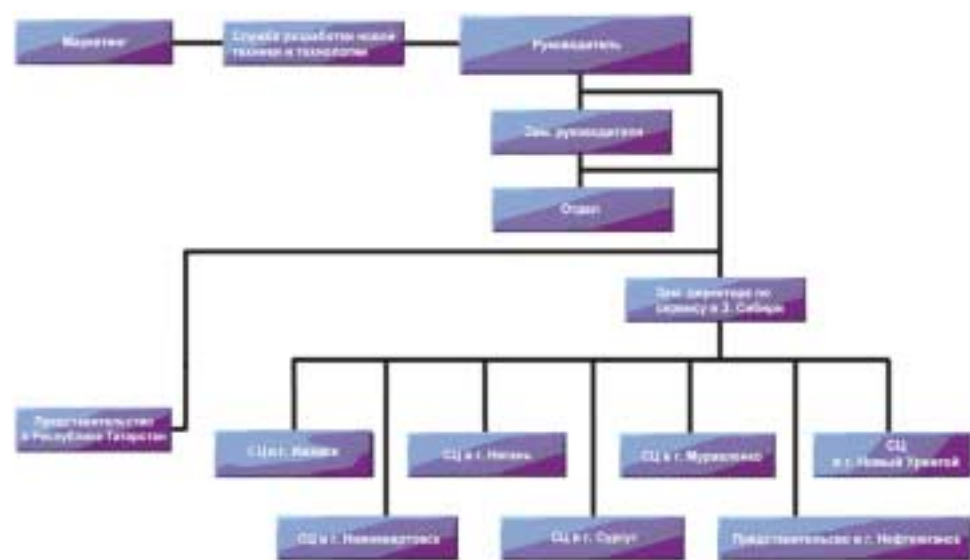
Также служба сервиса осуществляет инженерное сопровождение внедрения оборудования в скважине; прокат (аренду) пакерного и клапанного оборудования; ремонт пакерно-клапанного оборудования; услуги по аудиту оборудования в ремонтных мастерских Заказчика; обучение персонала Заказчика работе с оборудованием ООО НПФ «Пакер».

На условиях аренды (проката) предоставляется следующее оборудование:

- пакеры для выполнения технологических операций (РИР, ОПЗ, селективные обработки, ГРП и т.д.);
- пакеры для ППД, в том числе для ОРЗ;
- пакеры для насосной эксплуатации с УЭЦН, УСШН и УЭВН, в том числе для ОРД;
- пакерно-клапанные компоновки для длительной изоляции нарушения э/колонны при насосной эксплуатации;
- якоря-трубодержатели для эксплуатации УСШН, УЭВН.



Принцип работы обратных клапанов КПЭ-15 и КПГ-108



Структура службы сервисного обслуживания НПФ «Пакер»



## МЕЖДУНАРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ

Пленарные заседания и деловая программа

24-25 OCTOBER 2011

WORLD TRADE CENTER  
MOSCOW

24-25 ОКТЯБРЯ 2011

ЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ  
МОСКВА

DIRECTION:  
TEL.: +7 (499) 481 11 88, FAX: +7 (499) 480 01 90

ДИРЕКЦИЯ:  
ТЕЛ.: +7 (499) 481 11 88, ФАКС: +7 (499) 480 01 90

www.ros-con.ru  
e-mail: iew2011@mail.ru



## ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ РАЗРАБОТКИ – ПРОПУЩЕННОЕ ЗВЕНО ПРОЦЕССА ПОНИМАНИЯ РЕЗЕРВУАРА?

На сегодняшний день моделирование резервуара с целью проектирования разработки месторождений происходит по стандартной схеме. На первом этапе интерпретируются геофизические и геологические данные и строится трехмерная геологическая модель резервуара. Геологическая модель дополняется моделью проницаемости, данными по свойствам флюидов и затем конвертируется в гидродинамическую модель. На завершающем этапе параметры гидродинамической модели уточняются по накопленным данным эксплуатации месторождений таким образом, чтобы модель достаточно точно описывала историю разработки (изменения дебитов, давлений, объемов закачки). Однако промысловые данные разработки месторождения целесообразно и необходимо использовать еще до начала гидродинамического моделирования.

Даже при наличии большого объема геолого-геофизической информации, включая результаты интерпретации сейсмики, ГИС, исследований керна, анализов испытаний, при построении геологической модели резервуара возникают вопросы, на которые редко получается дать четкий и однозначный ответ. К таким вопросам относятся:

- **Разделение резервуара на гидродинамически изолированные блоки (компарменты) внутренними разломами, литологическими барьерами, непроницаемыми пропластками.**
- **Характер распределения проницаемости, анизотропия проницаемости, выявление плохо дренируемых зон.**
- **Влияние трещиноватости на работу резервуара, характер порового пространства, роль трещиноватости (двойная пористость).**

В ЗАО «Пангея» была разработана компьютерная технология анализа данных разработки месторождения, способная обеспечить существенный прирост информации для понимания ответов на перечисленные вопросы. Аналогичную задачу решает гидродинамический метод исследования пластов – гидропрослушивание. В настоящее время разработаны различные модификации этого метода, но принцип их действия один – изменением дебита или закачки подается сигнал «возмущения» добывающей или нагнетательной скважине и фиксируется его прием «реагирующей» добывающей скважиной. Скорость реагирования скважины на «возмущающий» сигнал зависит от ли-

толого-физических свойств пласта и физико-химических характеристик жидкости.

Разработанный ЗАО «Пангея» программный комплекс «ЭХО» обеспечивает выдачу заключения по взаимодействию скважин, анализируя корреляции временных рядов закачки, добычи – по сути выполняя имитационное гидропрослушивание (рис.1).

Следует уточнить, какими преимуществами в сравнении с классическим гидропрослушиванием обладает технология извлечения геологических данных с использованием имитационного гидропрослушивания. Основные из них:

- Невмешательство в процесс естественного хода эксплуатации скважин (нет необходимости в остановке «реагирующих» скважин и изменении режимов «возмущающих» скважин).
- Массовость реализации (анализ проводится по всему действующему фонду скважин).
- Использование имеющихся данных (месячные отборы нефти, воды, жидкости, объемы закачки воды), составляющих стандартную статистическую отчетность в нефтедобыче.

Решаемые задачи с помощью программного комплекса имитационного гидропрослушивания «ЭХО»:

- Анализ исходных данных.
- Анализ исходных данных на кондиционность (выявленные некондиционные данные не только не подлежат использованию в системе «ЭХО», но и не должны использоваться при адаптации гидродинамической модели).

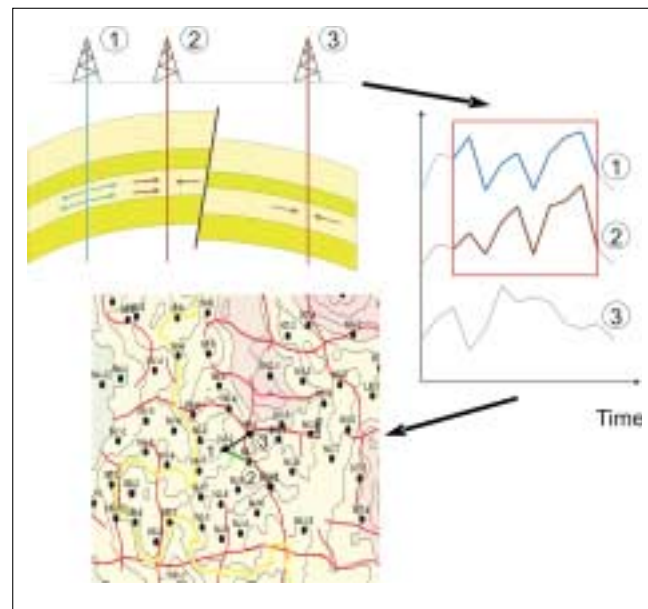


Рис. 1. Принцип имитационного гидропрослушивания

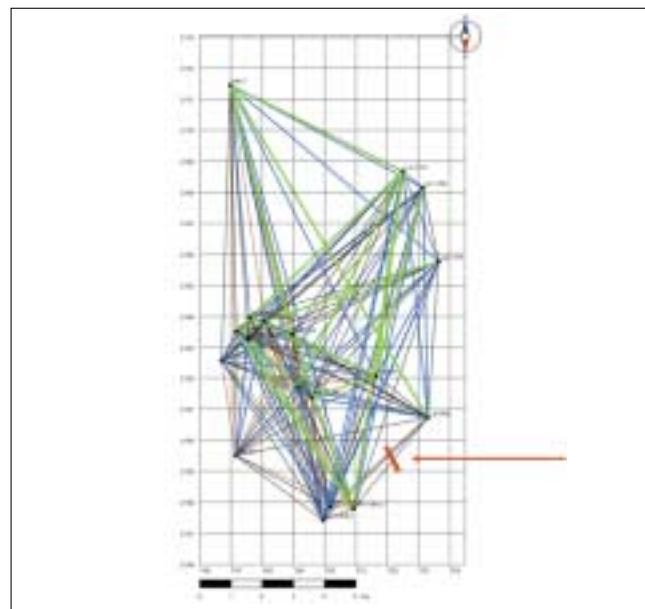


Рис. 2. Схема корреляции данных по добыче жидкости скважинами

– Анализ качества цементации скважин (наличия притоков флюидов из других пластов).

– Анализ эффективности ГТМ (выявлении группы скважин, на добыче из которых сказываются последствия ГТМ в данной скважине).

– Анализ обводнения горизонтальных скважин (наличие прорывов воды в участки горизонтального ствола).

• Анализ связности резервуара (выявление гидродинамически изолированных компарментов).

– Определение положения непроницаемых барьеров и непроницаемых пропластков.

– Анализ динамики формирования промытых зон.

– Анализ вертикальной связности резервуара.

– Анализ преимущественных путей и направлений фильтрации.

### Выделение непроводящих элементов

Использование программного комплекса «ЭХО» позволяет в сжатые сроки с использованием уже имеющейся на промысле информации однозначно подтвердить или опровергнуть наличие гидродинамических барьеров в пределах разрабатываемого участка месторождения.

На рисунке 2 показана схема корреляции данных по добыче жидкости скважинами, на которой присутствует один возможный барьер. При стандартном подходе вывод, что других горизонтальных барьеров на месторождении нет, можно было бы сделать только после большого числа испытаний и проведения трассерных исследований.

### Коэффициент охвата заводнением

Анализ корреляции между добычей в скважинах и закачкой позволяет оценить коэффициент охвата заводнением. На рисунке 3 в красном овале показана скважина, в которой на ранней стадии разработки произошло обводнение. Благодаря применению Системы «ЭХО» удалось объяснить, по какому пути пришла в скважину вода (показан красными стрелками).

### Критерии выделения целиков нефти

В случае, если в исследуемой области были достаточно большие начальные линейные запасы нефти, и в то же самое время нет скважин, перфорированных в данном пласте или в данной области по анализу системы «ЭХО» низкий охват заводнением (низкий коэффициент корреляции между временными рядами закачки и добычи), можно сделать предположение о наличии целиков нефти.

### «Самопрослушивание» в системе «ЭХО».

#### Контроль качества цементации

При проведении исследований на качество цементации следует учитывать следующий принцип.

При хорошем цементации скважины должна наблюдаться высокая корреляция между добычей воды и нефти в одной и той же скважине. Если она прекращается – это означает, что идет поступление флюида из другого пласта.

На рисунках 4 и 5 видно, как меняется добыча нефти (красная кривая) и воды (синяя кривая) после проведения успешных (рис.4) и неудачных (рис.5) ремонтно-изоляционных работ, эффект от которых четко виден при сравнении оценок корреляции (введена 5-ти бальная система оценок).

**Геолого-промысловый анализ данных разработки с применением комплекса программ «ЭХО» позволяет смоделировать связность и анизотропию резервуара, проанализировать изменение системы охвата заводнением во времени и выявить локализацию остаточных запасов нефти, проанализировать качество и информативность данных добычи.**

**Быстрый и наглядный анализ всегда имеющихся в наличии данных заменяет трудоемкие и затратные эксперименты со скважинами, обеспечивая максимально полное понимание работы месторождения на этапе подготовки к гидродинамическому моделированию.**

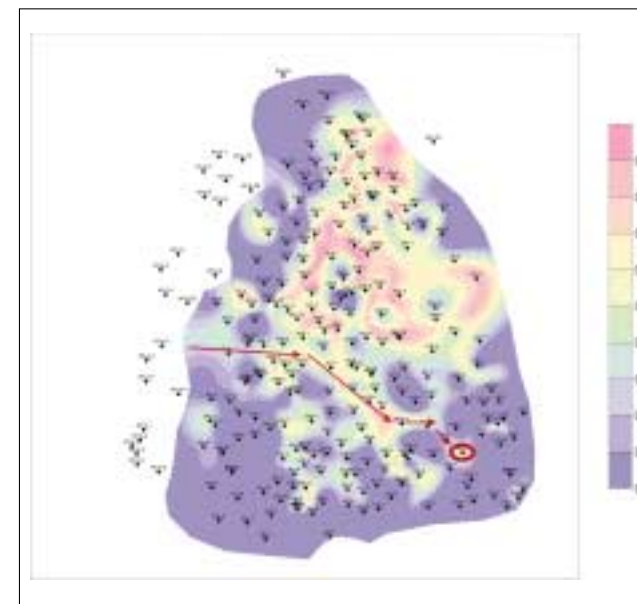


Рис. 3. Канал для прорыва воды (лучший коллектор)

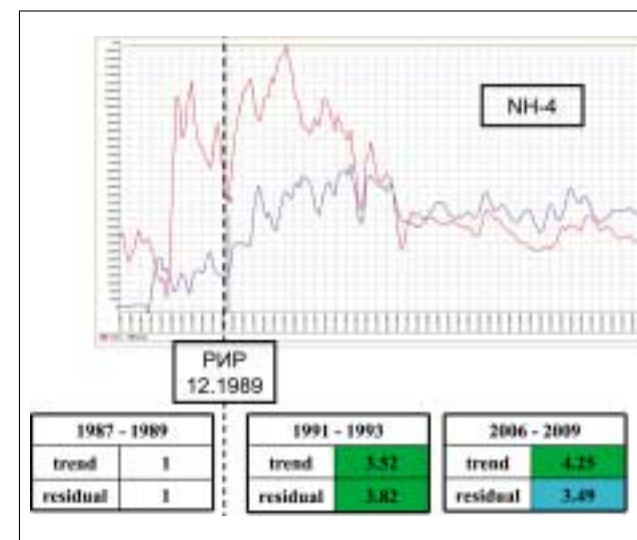


Рис. 4. Успешный РИР

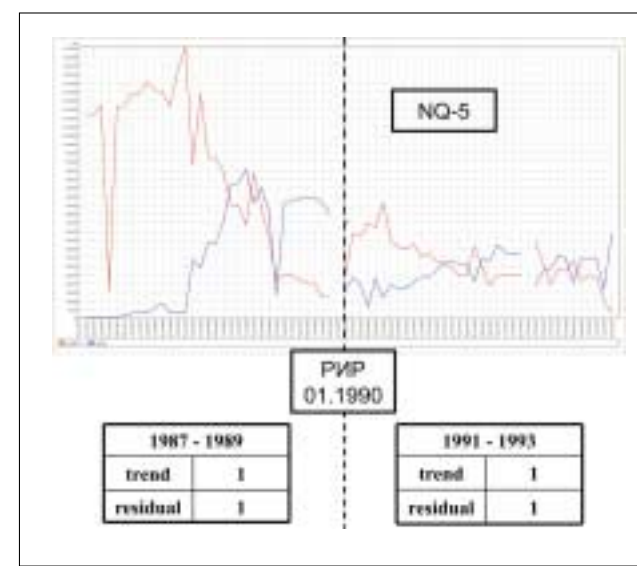


Рис. 5. Неудачный РИР





МИКРОЗИМ™

ООО «РСЭ-трейдинг». 129110, Москва, ул. Гиляровского, д. 4, стр. 5  
Тел: (495) 514-38-42 microzym@microzym.ru www.микрозим.рф

## Микрозим™: биотехнология восстановления территорий от нефтяного загрязнения

**Загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами стало одной из важнейших экологических проблем России, как одной из крупнейших нефтедобывающих стран мира. Опасность загрязнения экосистемы нефтью и нефтепродуктами связана в первую очередь с тем, что нефть – это не индивидуальное химическое соединение, а целый комплекс веществ. Попадая на земную поверхность, нефть претерпевает ряд химико-физических изменений, связанных с улетучиванием лёгких фракций, вымыванием водорастворимых соединений, биохимического окисления компонентов. Проблема рекультивации загрязнённых земель поэтому затруднена из-за высокого уровня загрязнения, препятствующего естественному самоочищению.**

Часть нефтепродукта удаётся удалить с поверхности почвы с помощью сорбента и механических средств, но значительное количество нефти успевает проникнуть в почву. В почве нефть нарушает соотношения микроорганизмов почвенного микробиоценоза, подавляя процессы дыхания, азотфиксации, перегнивания, в результате чего почва быстро теряет функции самовосстановления. Естественное разрушение нефтепродуктов в почве происходит слишком медленно и многостадийно.

Задача очистки почвы от проникающего нефтяного загрязнения уже давно решается с помощью биотехнологических методов. Для этого используются бактерии способные окислять различные фракции углеводородов. Микроорганизма, который «в одиночку» эффективно окисляет все вещества, входящие в состав нефти – нет. Поэтому разработчикам микробиологиче-

ских средств очистки почвы приходится задействовать несколько различных видов бактерий, каждый из которых эффективно окисляет свою фракцию. Как и везде поиск оптимального решения происходит между поставленной задачей и экономикой. Поэтому оценка микробиологического средства очистки почвы зависит от его технических и экономических параметров: – нормы расхода средства, – максимального очистительного эффекта достигаемого при указанной норме расхода, – цены. Здесь и очень дорогое средство может оказаться более выгодным, если его эффективность превосходит возможности более дешевого средства.

Микробиологический биодеструктор нефтяных загрязнений Микрозим(tm) Петро Трит содержит сообщество минимум 6 видов углеводородокисляющих микроорганизмов метаболизирующих все основные фракции нефти в продукты жизнедеятельности бактерий – CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, летучие вещества. Очистка нефтяного загрязнения происходит путем биологического разложения (биодеструкции) живыми углеводородокисляющими микроорганизмами (УОМ) нефтяных углеводородов до безвредных для окружающей среды продуктов метаболизма. В состав биопрепарата также входит комплекс минеральных и органических питательных веществ, обеспечивающих эффективное снижение нефтяного загрязнения в почве на 50-80%, после внесения туда препарата без применения дополнительных минеральных подкормок. Для максимально полной очистки почвы от нефтепродукта необходима подкормка бактерий минеральными веществами азота и фосфора.

Что получает пользователь, используя Микрозим™ Петро Трит для рекультивации ?

Рассмотрим на примерах. При очистке почвы территории цеха транспорта нефти и хранения нефтепродуктов на предприятии «Речицанефть» (Республика Белоруссия, Сентябрь-Ноябрь 2007 г.) препаратом Микрозим(tm) Петро Трит нефтяное загрязнение в почве после 1-ой обработки препаратом сократилось на 30% на 9-е сутки, на 53% на 22-е сутки при исходных уровнях загрязнения: среднем 1108,1 мг./кг. грунта, максимальном 82 000 мг./кг. грунта, и глубине проникновения нефти в почву на 15 см. Очистка производилась на месте без выемки грунта путем введения водного раствора препарата в почву через систему шурфов. Дополнительные подкормки до достижения максимального снижения содержания нефтяного загрязнения не применялись. Процесс биодеструкции продолжался до пониже-



ния температуры воздуха ниже 5 град. Цельсия и завершился с эффективностью 70%. По достижении 70% отметки, дальнейшие работы по снижению нефтяного загрязнения производились путем внесения в почву минеральных солей азота и фосфора и позволили довести снижения нефтяного загрязнения до 90% от его первоначального содержания. Расход биопрепарата по инструкции составил 100 килограммов на 10 000 м<sup>2</sup> загрязнённой почвы. Общая стоимость очистки 1 гектара составила 350 000 рублей.

При концентрации нефтепродуктов почвы >1%, эффективность снижения нефтепродуктов без применения дополнительной минеральной подкормки составляет 70-50%, а при концентрации нефтяного загрязнения свыше 50% эффективность снижения нефтепродуктов без применения дополнительной подкормки снижается до 40-30%. С применением же дополнительной минеральной подкормки эффективность очистки почв за один теплый сезон в зависимости от концентрации загрязнения составляет 70-90%.

Средство Микрозим™ Петро Трит может применяться при температурах окружающего воздуха от + 5°С до + 50° Цельсия, наиболее эффективный диапазон температур +15–35 градусов Цельсия, что позволяет применять препарат в течение теплого сезона практически на всей территории России в течение вегетативного сезона. Если температура окружающего воздуха опускается ниже +5 град. Цельсия, рост бактерий замедляется вплоть до полной остановки биологической активности, формирования спор и перехода в состояние сна. При последующем повышении температуры микробы вновь начинают размножаться. Препарат устойчив к повышенным концентрациям солей и элементов меди, цинка, и.т.д., повышенные концентрации этих металлов не оказывают на активность препарата существенно ингибирующего действия. Действие биопрепарата не ингибируется присутствием высоких концентраций тяжелых металлов. Рабочий диапазон pH препарата 5-9.

В составе биопрепарата применены селективно улучшенные штаммы анаэробных факультативных микроорганизмов. Эти микроорганизмы наиболее эффективны в условиях доступа воздуха (кислорода), но и при минимальном содержании или отсутствии кислорода не погибают, а продолжают жить и усваивать загрязнение. В присутствии кислорода (аэробных условиях) эти штаммы разлагают углеводороды нефти до воды и углекислого газа, а в анаэробных условиях добывают себе необходимый для жизни кислород путем биохимических реакций разложения углеводородов и сопутствующей органики. Работа биопрепарата с высокой эффективностью без дополнительной аэрации возможна примерно в течение 20 суток, после чего для эффективного протекания очистки требуется обеспечить приток воздуха (взрыхлить, перевернуть почву, аэрировать стоки). Более частое перепахивание и рыхление почвы, аэрирование стоков многократно ускоряет разложение нефтепродуктов и вывод летучих продуктов разложения нефти.

Влажность очищаемой почвы обязательно поддерживается на уровне не ниже 30%, оптимально 50%–65%.

В состав микробиологической консорции биопрепарата включены липофильные микроорганизмы, размножающиеся в толще нефтяной пленки, благодаря чему восстановление норматива кислорода в нефтезагрязнённой почве наступает уже на 15-е сутки после первой обработки биопрепаратом.



Технология очистки почвы биопрепаратом достаточно не трудоемка. Непосредственно перед обработкой почва готовится: проводится вспашка почвы на глубину загрязнения, почва увлажняется. Затем на почву наносится биопрепарат. Препарат выпускается в сухом порошковом виде. Препарат вносится в увлажнённую почву в виде сухого порошка или распыляется в виде водной суспензии и начинает работать через 16-24 часа. Во время очистки почву необходимо переворачивать в среднем один раз в 1-2 месяца и поддерживать влажность на очищаемом участке не ниже 30%. Работы по очистке завершаются осенью, обычно в Октябре, с понижением температур ниже +10С.

При проникновении нефти в почву на глубину свыше 15 см. препарат вводится в почву на глубину в виде водного раствора через пробуренные скважины. В случаях, когда нефть проникает в почву на глубину свыше 60 сантиметров, применяется выемка загрязнённого грунта и очистка специальной площадке.

Биопрепарат Микрозим(tm) Петро Трит разрешен к применению Санитарно-Эпидемиологическим Заключением ГСЭН РФ на основании исследования ГУ НИИ МТ РАМН. Биопрепарат безвреден для человека, животных, рыб, растений, зоопланктона, микрофлоры, соответствует 5 классу опасности.







УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА

ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ  
И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА И НЕФТИ

ERC-CONTRACTOR

Проектирование Производство и поставка Управление строительством Сервис



Блок регенерации спирта	
Диаметр 2370	Высота 15978
Диаметр 2110	
Диаметр фланца 340	

Россия Болгария Венесуэла Туркменистан Украина Узбекистан Казахстан

ТЕХНОЛОГИИ ИМЕЮТ ЗНАЧЕНИЕ

Группа компаний «РусГазИнжиниринг»  
Адрес: 142100, Московская область, г. Подольск, ул. Федорова, д. 34, пом. 1, 2  
Тел.: +7 (495) 926-65-67 (многоканальный), +7 (4967) 69-91-57, 69-55-71, 63-09-34  
Факс: +7 (4967) 69-97-57  
E-mail: info@rusgazen.ru  
www.rusgazen.ru



группа компаний  
РУСГАЗИНЖИНИРИНГ

А.Г. Зиберт, к.т.н. Г.К. Зиберт, ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг»

## Инновационные технологии и оборудование по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ)

В настоящее время вопрос утилизации и подготовки низконапорного газа все ещё остается одним из самых острых в нефтегазодобыче. Сжигание попутного газа на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья, значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки.

Выход Постановления Правительства РФ об утилизации не менее 95% ПНГ от общего добываемого объема показал огромный интерес государства к этой комплексной проблеме, включающую в себя решения экологического, экономического и технического вопросов. Однако самостоятельное решение этих вопросов для средних и мелких компаний подчас является непосильной задачей.

Для выбора направления совершенствования установок утилизации низкопотенциальных газов сотрудниками ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг», была выполнена научная работа по систематизации исходных требований различных Заказчиков по промышленной подготовке низкопотенциальных газов различного давления и составов, при предъявлении потребителями газов индивидуальных требований на количество и качество получаемых продуктов. Проведенный анализ этих решений показал, что для каждого конкретного случая необходимо учитывать следующие факторы: ресурсы, климатические условия, территориальное расположение и доступ к транспортным сетям, технологические характеристики газа, стадия разработки месторождения, номенклатура получаемой продукции, возможность ее применения, использования, необходимость доставки и стоимость применяемых и получаемых в технологии продуктов, потенциальные заказчики и финансовые возможности предприятия.

Комплекс возможных исследований реализации проектов с получением из ПНГ продуктов газохимии, таких как сжиженный природный газ (СПГ), производство синтетических углеводородов (GTL), технического углерода, выделение гелия и др., проведенный Институтом финансовых исследований показал, что в данный момент, лишь технология производства метанола является наиболее привлекательной в сфере получения сжиженных продуктов. Это связано с высокой стоимостью доставки метанола, который используется в больших количествах на месторождениях Севера для предотвращения гидратообразования при добыче, подготовке и транспортировке углеводородов.

В перспективе может появиться новое направление утилизации ПНГ с использованием заряженных частиц или микроволн для преобразования углеводородов в жидкие топлива. Это даст возможность производить блочные установки радиационной конверсии газа в жидкие углеводороды и радиационную очистку попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов.

В настоящее время для средних и малых компаний, на которых добывается половина низкопотенциального углеводородного сырья, кроме тепловой и электрической энергии для собственных нужд, в основном нужно рассматривать получение ограниченного числа продуктов, которые позволяют минимизировать риски и затраты на внедрение технологий их получения:

1. Сухого газа с требованиями по ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные для магистральных газопроводов», при этом побочными продуктами являются:

- газы углеводородные сжиженные для коммунально-бытового хозяйства по ГОСТ 20448-90;
- широкая фракция лёгких углеводородов по ТУ 38.101.524-93.

2. Сухого газа по ОСТ 51.40-93 и сжиженной пропан-бутановой фракции по ГОСТ 20448-90 с извлечением пропана на уровне не менее 50 % массовых от потенциала (побочным продуктом является широкая фракция лёгких углеводородов по ТУ 38.101.524-93).





3. Газа горючего природного для промышленного и коммунального бытового назначения с требованиями по ГОСТ 5542-87 (побочным продуктом является конденсат газовый стабильный или широкая фракция лёгких углеводородов по ТУ 38.101.524-93).

Рассмотрим основные технологические требования по утилизации ПНГ, представленные Заказчиками, и варианты технологических и технических решений, предложенные ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг».

Давление газов первых ступеней сепарации нефти позволяет применять бескомпрессорный метод транспортировки газа на расстоянии до 50 км. Наиболее простое решение подготовки ПНГ I-ой ступени сепарации до требуемой температуры точки росы по ГОСТ 5542-87 без компримирования, достигается нагревом газа, например, термодатчиком выше температуры сепарации на 20 °С.

При наличии собственного источника высокого давления – воды закачиваемой в пласт, предлагается газы второй и третьей ступеней сепарации нефти собирать и сжимать на жидкостно-газовом струйном компрессоре до давления газа первых ступеней сепарации нефти. После чего проводят сепарацию и подают сжатый газ на первую ступень сепарации нефти. Повышение молекулярной массы газа и его изотермическое сжатие позволяет увеличить выход жидкой углеводородной фазы.

Возможность применения струйной техники, обычно позволяет отказаться от использования дорогостоящего оборудования – компрессорных машин. Один из таких вариантов применение в технологической схеме жидкостно-струйного компрессорного агрегата (ЖСКА) при утилизации ПНГ I-ой и II-ой ступеней сепарации со сжатием газа в одну или две ступени с использованием в качестве активного потока жидкости – воды или ДЭГа. Это позволяет одновременно с компримированием газа производить его осушку. Преимущества ЖСКА по сравнению с традиционными компрессорами:

- высокая степень сжатия в одной ступени – до 10 практически в изотермическом режиме;
- беззатратный отбор и сжатие газа на любом режиме работы;
- стабильная работа при отборе и сжатии газа любого компонентного состава и плотности;
- стабильная работа при изменяющихся входных параметрах среды;
- допустимая работа с газами любой загрязнённости механическими примесями, пенами, капельной жидкостью (вплоть до пробкового режима её поступления из подводящего газопровода);
- очистка газа от примесей;
- удаление из газа тяжелых углеводородных компонентов в процессе его сжатия и подача конденсата в нефть для повышения её качества;
- высокая надежность за счет отсутствия движущихся частей в струйных компрессорах, а также за счет возможности непрерывной работы насоса, порядка 8000 ч;
- повышенные экологичность и пожаробезопасность за счет полностью герметичной системы, в которой применяются насосы с магнитными муфтами;
- не требуется дополнительное оборудование: ресивер, масляное хозяйство;
- обслуживание периодическое (не требуется постоянного присутствия персонала);
- гибкое (плавное или ступенчатое) изменение производительности.

Для решения вопросов по снижению затрат на установки утилизации ПНГ сотрудниками ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг» предложены технические решения по созданию инновационного технологического оборудования, обеспечивающего:

- сокращение количества единиц оборудования;
- уменьшение капитальных затрат;
- повышение эффективности и экологичности процессов компримирования, сепарации, осушки и отбензинивания ПНГ;
- снижение площадей застройки;
- не требующего специального высококвалифицированного персонала;
- сокращения сроков ввода объектов в эксплуатацию.

Основным направлением в создании инновационного оборудования для утилизации ПНГ является разработка многофункциональных агрегатов или аппаратов (МФА) с замкнутыми материальными и тепловыми потоками. В этих аппаратах используются многофункциональные элементы, многофункциональные процессы, при этом, аппараты выполняют несколько технологических функций.

Примером создания такого оборудования может служить установка подготовки ПНГ различных ступеней сепарации внедрённая за полтора года компаниями ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг» и ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» на нефтеоборочном пункте (НСП) «Романово», г. Калининград. Здесь впервые на практике в нефтегазовой промышленности:

- предложен и осуществлен способ независимого струйного компримирования газов различного состава, отличающихся технологическими параметрами, с применением ЖСКА в одном корпусе;
- разработан и внедрён многофункциональный способ компримирования, промывки, осушки и подготовки ПНГ различного давления и состава с использованием в качестве активного потока в струйных аппаратах экологически чистого агента – воды и замкнутых экологически чистых технологических циклов;
- разработана и внедрена установка подготовки газа с использованием МФА, позволяющая снизить капитальные и энергетические затраты при утилизации низкопотенциальных газов, и уменьшить площади застройки.

МФА, применяемый в технологической схеме, выполняет роль:

- компрессоров для сжатия трех газов I-ой, II-ой и конечной ступеней сепарации, которые поступают с концевой сепарационной установки и буферной емкости нефти;
- промывного сепаратора;
- сборника сжатого газа;
- фазного разделителя несмешивающихся жидкостей (углеводородной и водной фаз);
- теплообменника охлаждения газа;
- накопительной ёмкости жидкости для насосов.

На основе внедренного проекта разработаны варианты аналогичных установок, выполняемые в блочно-модульном исполнении.

Проработано техническое решение подготовки сернистых ПНГ в соответствии ГОСТ 5542-87 и использованием подтоварной воды, включающее струйное компримирование газа и его одновременную промывку водой, блоки осушки, сероочистки и отбензинивания с выделением  $C_{5+}$  из газа II-ой ступени сепарации нефти.

При этом газы на ступенях компримирования проходят через контактные устройства, орошаемые подтоварной водой, излишки которой утилизируются путем закачки в пласт. При необходимости выделения конденсата вместо емкости для сбора жидкости устанавливается разделитель. После контакта с водой сжатый газ направляют в секцию, например, абсорбционной сероочистки аминами, где орошение насадки производится регенерированным раствором амина. Далее газ подогревается раствором регенерированного амина для того, чтобы точка росы по влаге в пункте сдачи была ниже температуры сепарации газа согласно ГОСТ 5542-87 для промышленного и коммунально-бытового назначения. После этого подготовленный газ направляются потребителю.



Кроме струйных компрессоров сотрудниками ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг» проработаны варианты утилизации ПНГ с применением винтовых, центробежных, поршневых, водокольцевых и жидкостно-кольцевых машин. При рассмотрении этих технологий необходимо проработать варианты единичных мощностей оборудования, его количества, загрузки в период начальной, максимальной и падающей добычи, т.е. на весь период освоения месторождения.

Утилизации низкопотенциальных газов жидкостно-кольцевыми компрессорами, целесообразны в первую очередь на установках абсорбционной осушки газа гликолями, в которых используются установки регенерации насыщенных растворов ДЭГа или ТЭГа, с применением отдувочных газов в колоннах регенерации. В этом случае, для исключения выбросов низкопотенциальных, насыщенных влагой, отдувочных газов в атмосферу, экономически выгодно применять жидкостно-кольцевые компрессора, в которые подают регенерированный гликоль в качестве уплотнительной жидкости и абсорбента для извлечения влаги из газов отдувки, и возврата осушенного газа в цикл. Это позволяет проектировать объекты осушки газа экологически чистыми, т.е. без выбросов углеводородных газов в атмосферу за счёт использования замкнутых технологических циклов.

При подготовке ПНГ по ОСТ 51.40-93 с получением пропан-бутановой фракции (СПБТ) по ГОСТ 20448-90 и широкой фракции углеводородов (ШФЛУ) предложена схема низкотемпературной конденсации (НТК), в которой минимизированы энергетические затраты на холодильном цикле для возможности применения готовых блочно-модульных холодильных установок и снижения тепла на подогревателях за счёт применения одноколонной схемы фракционирования углеводородного конденсата.

Для снижения затрат рассмотрен вариант одноколонной схемы низкотемпературной абсорбции (НТА), в котором в качестве абсорбента используется ШФЛУ с низа колонны. Данная технологическая схема позволяет проводить извлечение пропан-бутановой фракции от потенциала ПНГ более 50% весовых.

Применение разработок многофункционального оборудования ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг» при подготовке ПНГ методом низкотемпературной сепарации (НТС), НТК или НТА позволяет проводить процессы сепарации, охлаждения, фазного разделения и осушки газа в однокорпусном агрегате, т.е. в блочно-модульном исполнении, что значительно снижает капитальные затраты.

Специалисты компании ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг» находятся в центре решений проблем использования нефтяного и низкопотенциального газов. Инженерными методами тщательно выбирают известные технологии, технику и оптимизируют их к конкретным месторождениям с учетом возможностей Заказчика, внедряют новые многофункциональные технологии, оборудование и внутренние устройства, с помощью которых интенсифицируются основные технологии сбора, подготовки и переработки низкопотенциальных газов. Разработанные технологии и новые конструктивные решения защищаются патентами.

Компания ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг» старается выполнять все работы собственными силами, однако всегда готова к сотрудничеству с другими Компаниями, в т.ч. для научно-технических изысканий, исследований и разработок инновационных технологий и новых конструкций технологических аппаратов установок подготовки и переработки ПНГ с целью их последующего изготовления и применения на реальных объектах обустройства.



# САТУРН

## ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ

- Более 1000 МВт энергетических мощностей введено в эксплуатацию в различных климатических условиях
- Различные виды топлива
- Соответствие экологическим стандартам
- Гибкие технические решения
- Высокая надежность
- Оптимальные эксплуатационные издержки



## ЭНЕРГИЯ: ВСЕГДА.... ВЕЗДЕ...

**ОАО «САТУРН - ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ» ОПРЕДЕЛЕНО ГЕНЕРАЛЬНЫМ ПОДРЯДЧИКОМ УК «ОБЪЕДИНЕННАЯ ДВИГАТЕЛЕСТРОИТЕЛЬНАЯ КОРПОРАЦИЯ» ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ**

152914, Ярославская обл., г. Рыбинск, ул. Толбухина, 16  
Служба коммерческого директора т.: (4855) 27-13-43, 27-04-72, 20-63-65, ф.: (4855) 20-58-87, e-mail: sales@gt.pro-saturn.ru, www.gt.pro-saturn.ru  
Лиц. № ФС-1-76-02-27-0-7610370114-005365-1 выдана Федеральным агентством по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству. Товар сертифицирован.

## ОАО «Сатурн – Газовые турбины» – лидер российского энергомашиностроения

### НЕСКОЛЬКО СЛОВ О КОМПАНИИ

ОАО «Сатурн – Газовые турбины» – один из отечественных лидеров энергомашиностроения. ОАО «Сатурн – Газовые турбины» головное предприятие и генеральный подрядчик УК «Объединенная двигателестроительная корпорация» по изготовлению и сервисному обслуживанию энергогенерирующих станций и газоперекачивающих комплексов.

На сегодняшний день безусловный лидер в области производства высокоэффективного наземного оборудования для ОАО «Газпром», нефтегазового и энергетического комплекса, предприятий ЖКХ.

ОАО «Сатурн – Газовые турбины» является предприятием конечного цикла. Здесь не только проектируют и изготавливают оборудование, но и строят объекты под ключ. Предприятие производит широкий спектр продукции: газотурбинные и газоперекачивающие агрегаты, газопоршневые энергетические установки, котельное оборудование, оборудование для атомной и химической промышленности.

Основные потребители ОАО «Сатурн – Газовые турбины» нефтегазовые компании, которые в основном приобретают энергетические установки для работы на попутном газе, структуры региональной энергетики и генерирующие компании. В основном мы поставляем энергетическое оборудование с использованием когенерационного цикла. Среди наших стратегических партнеров: ОАО «Российские железные дороги», ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ТНК-ВР» и другие стабильные заказчики, с кем подписаны долгосрочные программы совместного развития и поставок. Уже завтра среди основных потребителей будут выступать муниципальные образования. Кроме того, заказчиком может выступить любой технически достаточно сложный и энергоемкий объект, при эксплуатации которого требуется высокая эффективность.

ОАО «Сатурн – Газовые турбины» много лет тесно сотрудничает с компанией «Газпром». На сегодняшний день подписаны основные генеральные соглашения, сформированы трехлетние и согласовывается 6-летняя программы сотрудничества. В ходе совместной работы с ОАО «Газпром» предприятие освоило производство газоперекачивающих агрегатов мощностью 16 МВт (ГПА-16 «Арлан»), при разработке которых были применены самые передовые технологии и решения. Учитывая интересы газового монополиста, было принято решение о расширении номенклатуры газоперекачивающих агрегатов и создания агрегатов единичной мощностью 25 и 32 МВт. Данное решение позволит компании более уверенно чувствовать себя в работе с ОАО «Газпром» и развивать сотрудничество на внешнем рынке. Для одного из главных своих клиентов компания строит объекты для энергоснабжения газовых месторождений, удаленных от традиционных линий электропередач. В рамках этого сотрудничества компания поставит Газпрому газоперекачивающие агрегаты, транспортирующие газ по магистральным трубам, тем самым помогая федеральной программе по газификации страны и экспорта газа за рубеж.

Большая работа в течение двух лет была проведена с ОАО «РЖД». Представителями ОАО «Сатурн – Газовые турбины» было проведено обследование перспективных объектов «Российских железных дорог» совместно с их специалистами, в результате чего была определена программа модернизации энергетических объектов. В основном работа направлена на обеспечение собственных производственных нужд компании, но в ряде регионов они участвуют, в том числе и в решении задач коммунального сектора.

В настоящее время между компанией «Сатурн – Газовые турбины» и ОАО «Российские железные дороги» подписан ме-

морандум о сотрудничестве. На первом этапе компания построит для РЖД энергообъекты общей мощностью 90 МВт. Объем поставки составит 68 агрегатов, 48 из которых будут созданы на базе газопоршневых двигателей.

### РАЗВИТИЕ В НОВОМ НАПРАВЛЕНИИ

В стремительном развитии ОАО «Сатурн – Газовые турбины» одним из важных шагов компании стало открытие производства газопоршневых энергетических установок в диапазоне мощности от 0,5 до 4 МВт. Актуальность этого направления обусловлена ростом цен на электрическую и тепловую энергию, что вынуждает искать альтернативные источники энергии. В таком случае лучший путь повышения энергоэффективности производства является развитие локальных автономных станций, в том числе на базе газопоршневых двигателей.

В компании «Сатурн – Газовые турбины» полагают, что открытие нового производства газопоршневых двигателей позволит расширить модельный ряд выпускаемой продукции, охватив тем самым новый сегмент рынка.

В этом году предприятие выпустит первые 10 энергетических агрегатов. задача состоит в том, чтобы выйти на ежегодный выпуск до 100 агрегатов. Программа локализации на российской территории производства пэкиджа газопоршневых установок на базе приводов ведущих мировых производителей (Jenbacher, Caterpillar Inc. и MTU) реализуется с целью обеспечения российских заказчиков энергетических и газоперекачивающих установок лучшими образцами данного оборудования с высокими эксплуатационными показателями.





## ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОГРАММЫ

На фоне модернизации идет активное развитие рынка установок для малой энергетики и можно констатировать факт, что тон на этом рынке задает ОАО «Сатурн – Газовые турбины». Несмотря на то, что многие предприятия предлагают на этом рынке свои образцы установок, ниша эта достаточно свободна и перспективна для российских производителей. Особенно, если рассматривать это в аспекте стоящих перед российской экономикой задач по повышению энергоэффективности.

В целях развития и формирования стратегий развития предприятий было принято решение о создании в составе УК «Объединенная двигателестроительная корпорация» дивизиона «Энергетические и промышленные программы».

Энергетический дивизион объединит все возможности предприятий ОДК, которые выпускают двигатели и занимаются пэкиджированием. Создание дивизиона преследует и ряд стратегических задач, главная из которых – обеспечить к 2015 году 70% проектов промышленной энергетики российскими энергетическими установками. Основу дивизиона составят базовые предприятия, входящие в состав ОДК. Особое место в этом списке занимает ОАО «Сатурн – Газовые турбины», который должен стать головным интегратором и комплексным поставщиком в дивизионе. Главной задачей дивизиона должно стать повышение эффективности развития энергетического сектора российской экономики. Повысить эффективность управления такими направлениями, как создание газо-энергетического оборудования и газоперекачивающих агрегатов. Повысить эффективность самого бизнес-процесса созданием установок и поставкой заказчику. Повысить надежность и качество выпускаемой продукции. Работать с постоянными и будущими клиентами через одно окно.

Для выполнения подобных задач понадобится четкая координация действий всех предприятий входящих в новую структуру.

Как отметил генеральный директор ОАО «Сатурн – Газовые турбины» Юдин И.Д.: «С созданием энергетического дивизиона развитие этого бизнеса приобретет более системный характер». В этом году предприятие намеренно выйти со своими продуктами на международный рынок. Одной из главных задач Юдин И.Д. назвал создание необходимых условий для развития инновационных технологий, которые бы помогли в разработке альтернативных источников энергии.

Еще одним важным моментом является то, что ОАО «Сатурн – Газовые турбины» является базовым предприятием в энергетическом кластере Ярославской области. Совместно с Правительством Ярославской области разработана и реализуется Программа повышения энергоэффективности области на основе когенерации. Это является приоритетной государственной задачей и затрагивает все аспекты жизнедеятельности и производственной сферы. В основе программы строительство автономных энергетических объектов на базе газотурбинных и газопоршневых приводов.



На базе газотурбинных двигателей запланировано к строительству 9 объектов, суммарной мощностью 236 МВт. Объекты будут работать в когенерационном и парогазовом циклах.

Строительство новых когенерационных станций и реконструкция старых позволит заметно увеличить выработку электроэнергии Ярославской области.

На данный момент уже определены первые объекты программы. Начата реконструкция Рыбинской ТЭЦ (ОАО «НПО «Сатурн»). Установка нового газотурбинного оборудования мощностью 6 МВт позволит увеличить коэффициент использования топлива более 80%. Ввод в эксплуатацию объекта запланирован во втором квартале 2011 года.

Подписан контракт с ОАО «Ярославская Генерирующая Компания» на строительство ПГУ-ТЭС-52 в городе Тутаеве. В основу работы станции заложен передовой цикл выработки энергии – парогазовый. Окончание строительства и запуск станции планируется во втором квартале 2012 года.

Опыт реализации таких проектов сформировал алгоритм работы с другими областями и регионами России. На сегодняшний день ОАО «Сатурн – Газовые турбины» тесно сотрудничает в этом направлении со Смоленской областью.

Рабочей группой ОАО «Сатурн – Газовые турбины» совместно с представителями Правительства Смоленской области проведено обследование потенциальных объектов с целью формирования «Программы повышения энергоэффективности на базе когенерации».

В соответствии с предложенным планом обследования состоялись рабочие встречи в администрациях городов: Гагарин, Рославль, Вязьма, Ярцево, Сафонове и Дорогобуж, на которых были представлены материалы по наработкам и опыту реализации Программы.

Обсуждены возможности и намерения по участию в развертывании проекта в указанных городах и районах. Всего признано 8 потенциальных объектов для рассмотрения по включению в Программу. По мнению представителей Правительства Смоленской области, пилотный объект Программы необходимо запланировать в городе Гагарин. Срок разработки Программы установлен к апрелю 2011 г.

Большая программа предполагается по Дальневосточному региону.

Важно понимать, что развитие региональной энергетики с опорой на малую энергетику отвечает общенациональным интересам, и будет способствовать не только решению социальных, но и экономических задач.

## МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

Компания «Сатурн – Газовые турбины» постоянно повышает свою конкурентоспособность за счет улучшения качества продукции. Энергетические объекты широко распространены на территории России. Газотурбинные теплоэлектростанции



показали свою надежность и экономическую эффективность в ходе эксплуатации в городах Москва, Нарьян-Мар, Омск, Усинск, Сальск, Дорогобуж и др. На сегодня ОАО «Сатурн – Газовые турбины» введено в эксплуатацию более 130 агрегатов суммарной мощностью 1200 МВт, более 1,5 миллионов часов наработки ГТА. С каждым днем территория сотрудничества становится все шире, вскоре планируется распространение продукции в страны ближнего зарубежья. А в долгосрочных планах – выход на международный рынок.

В 2010 году ОАО «Сатурн – Газовые турбины» заключило сотрудничество с компанией Solar Turbines (США) по совместной реализации проектов по изготовлению и поставке энергетических и газоперекачивающих станций мощностью до 22 МВт. Новые установки будут обладать высокими технико-экономическими показателями и оптимальными экологическими характеристиками на уровне международных стандартов.

Первым опытом совместной работы и несомненным успехом можно считать победу в тендере концерна «Total». Это событие стало первым шагом в практической реализации совместного проекта ОАО «Сатурн – Газовые турбины» и компании Solar Turbines. В тендере помогло выиграть русско-американское сотрудничество, детальное рассмотрение рекомендаций заказчика, анализ возможностей каждой из команд в нашем предложении заказчику, высокое содержание российских компонентов в совместной продукции. Это действительно первый проект, который переводит разговор из плана договоров в практические решения. Партнерам предстоит изготовить для компании «Total» две станции на базе американских газовых турбин Titan 130. Это будут станции в цеховом исполнении, с использованием системы утилизации тепла.

## ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ

Для нефтегазового комплекса предприятие предлагает создание энергообъектов, работающих на попутном нефтяном газе (ПНГ), это:

- теплоэлектростанции мощностью от 0,5 МВт до 10 МВт (КПД<sub>сумм.</sub> > 85%), на базе газопоршневых двигателей.
- теплоэлектростанции мощностью от 2,5 МВт до 15 МВт (КПД<sub>сумм.</sub> > 80%), на базе газотурбинных двигателей Д049Р.
- теплоэлектростанции мощностью от 6 МВт до 80 МВт (КПД<sub>сумм.</sub> > 85%), на базе ГТД-6/8РМ (Д-30КУ/КП).
- теплоэлектростанции с газотурбинными приводами единичной мощностью 12, 15, 16, 22, 25 МВт (КПД<sub>сумм.</sub> > 80%).

Газотурбинные приводы электростанций спроектированы для эксплуатации в широком диапазоне применяемых видов и качественного состава топлива.

Щадящие параметры цикла обеспечивают надежную и эффективную работу двигателя при использовании ПНГ в качестве топлива. Защитные покрытия лопаток турбины и компрессора дают повышенную стойкость к сульфидной коррозии, вызванной наличием серы в составе ПНГ.

Камера сгорания двигателя имеет низкую температуру стенок, позволяющую работать на нестабильных составах ПНГ.

Сроки создания энергообъектов:

- изготовление оборудования: 8-10 мес.;
- монтаж оборудования: 2-3 мес.;
- пусконаладочные работы: до 1 мес.

Введенные в эксплуатацию энергообъекты «Сатурн – Газовые турбины» на ПНГ:

- С 2003 года на Южно-Шапкинском месторождении по добыче нефти ООО «Лукойл-Коми» успешно работает электростанция ГТЭС-24 мощностью 24 МВт, снабжая месторождение электроэнергией.
- На Юрхаровском месторождении ОАО «НОВАТЭК» летом 2007 года введена в эксплуатацию электростанция ГТЭС-2,5 мощностью 2,5 МВт.



«Сатурн – Газовые турбины» тесно работает с ОАО «Сургут-нефтегаз» по созданию собственной энергогенерации нефтегазового холдинга. Весной 2007 года на Тромьеганском месторождении по добыче нефти введена в эксплуатацию электростанция мощностью 12 МВт, в качестве топлива используется попутный нефтяной газ. В 2008 году введены в эксплуатацию еще два энергообъекта на Верхне-Надымском месторождении (ГТЭС-24 мощностью 24 МВт) и Западно-Чигоринском месторождении (ГТЭС-12 мощностью 12 МВт) также на ПНГ.

В 2008 году ОАО «Сатурн – Газовые турбины» заключило договор и поставило газотурбинное оборудование для строительства ГТЭС-12 на ПНГ для Игольско-Талового месторождения ОАО «Томскнефть».

В 2009 году ОАО «Сатурн – Газовые турбины» заключило договор на поставку газотурбинного оборудования для строительства ГТЭС-24 на Каменном месторождении ОАО «ТНК-Нягань». Это первый опыт закупки отечественного генерирующего оборудования компанией ОАО «ТНК-ВР».

В 2010 году заключено дополнительное соглашение на поставку 6 ГТА-8 для ОАО «ТНК-ВР».

Важная деталь: в этом проекте фактически используется только оборудование российских производителей.

## СИСТЕМА КАЧЕСТВА

На предприятии с 2009 года успешно идет внедрение ЛИН технологий. Японская система 5S предполагает вовлечение в процесс оптимизации бизнеса каждого сотрудника и максимальную ориентацию на рынок.

Свидетельством успеха может служить Сертификат ISO 9001:2008, подтверждающий, что система менеджмента качества компании отвечает требованиям международного стандарта в следующей области деятельности: «Проектирование, разработка,





изготовление, монтаж, пусконаладочные работы, сервисное обслуживание газотурбинных агрегатов. проектирование, разработка, изготовление продукции общепромышленного назначения, в том числе оборудования для объектов использования атомной энергии. Работы, которые оказывают влияние на безопасность объектов использования газотурбинных агрегатов». Получение сертификата – это достижение одной из целей в области качества, чему предшествовала очень большая подготовительная работа. Ее необходимость вызвана жесткими условиями конкуренции на современном рынке. Успешные компании соответствуют этому стандарту качества, что является общепризнанной в мире своего рода «визитной карточкой» компании для участия в тендерах и заключения соглашений о партнерстве.

#### ЦЕНТР ПОДДЕРЖКИ ЗАКАЗЧИКА

Известно, что сегодня невозможно продать продукт, не обладая сервисной сетью. ОАО «Сатурн – Газовые турбины» готово и будет формировать сервисную сеть там, где будет предложена продукция компании. В какой именно форме будет развиваться сеть, филиалом или представительством, покажет ситуация.

Но уже в данный момент компания гарантирует своим поставщикам полную сервисную поддержку. У предприятия имеется достаточно широкая инфраструктура, которая располагается сервисными центрами в ряде городов: Сургут, Уфа, Рыбинск, Москва. В планах создать центры и на Дальнем востоке. Инжиниринговые центры обеспечивают не только сервисное содействие, но и полную технологическую поддержку при реконструкции и ремонте объектов. Одной из задач центров – создание инжиниринговых программ по послепродажному обслуживанию оборудования.

Сегодня налажена спутниковая связь центра поддержки заказчика с энергетической станцией в Нарьян-Маре. В настоящий момент специалисты осуществляют мониторинг работы всех пяти агрегатов на этой станции. После организации связи с последующей станцией центр перейдет на круглосуточный режим работы. Сигналы с объектов поступают ежесекундно, что



дает возможность сразу выявить причину остановки агрегата. К решению проблемы подключается большое количество специалистов предприятия. Отметим, что порядка 50% вопросов можно решить дистанционно, не выезжая на объект.

Сегодня сделав этот первый шаг, ОАО «Сатурн – Газовые турбины» сделало большой шаг в перспективу. Система мониторинга планировалась давно и сейчас предприятие – первый производитель в России, который приступил к реализации задачи мониторинга энергетических объектов.

Поставлена задача – открыть учебный центр на территории предприятия для подготовки высококвалифицированных технических специалистов, которые будут поддерживать в эксплуатации станции компании.

#### ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ

ОАО «Сатурн – Газовые турбины» активно принимает участие в ряде мероприятий Федерального и международного уровня – выставках, конференциях, форумах. Такого рода мероприятия прекрасная возможность познакомиться со своей продукцией, наладить деловые отношения с партнерами, утвердить свое место на энергетическом рынке не только нашей страны, но и ближнего зарубежья. ОАО «Сатурн – Газовые турбины» – постоянный участник крупных выставок в Казахстане и Туркменистане. В 2010 году предприятие посетило выставку в Саудовской Аравии наряду с другими 200 крупными компаниями. Каждая новая выставка открывает новые перспективы для компании. Ознакомление с продукцией иностранных компаний, оценка спроса на международном рынке на энергетические агрегаты позволяет верно разработать стратегию развития компании, верно определить основного заказчика, заключить полезные сотрудничества. А главное, осваивать новое производство для того, чтобы быть конкурентоспособными на современном энергетическом рынке.

ОАО «Сатурн – Газовые турбины» соответствует последним достижениям в производстве энергооборудования. Компания выстраивает принципиально новую идеологию создания продуктов. Сегодня предприятие использует наиболее передовые и прогрессивные технологии по производству энергетических и газоперекачивающих станций. На ОАО «Сатурн – Газовые турбины» внедрено и постоянно применяется сквозное компьютерное проектирование, которое непосредственно включено в технологический процесс и позволяет в автоматизированном режиме вносить любые изменения. Безусловно, это в значительной степени сокращает технологический цикл, позволяя оперативно реагировать на запросы поставщика и заказчика, при необходимости качественно удовлетворяя их индивидуальные требования.

В ОАО «Сатурн – Газовые турбины» используются эффективные технологии также и внутри компании. Это позволяет создавать высокотехнологичную продукцию в кратчайшие сроки. Оптимизация позволяет точно проанализировать ситуацию на рынке и определить наиболее прогрессивные сектора рынка, чтобы реализовывать компании наиболее успешные проекты. По словам генерального директора Юдина И.Д.: «Для того, чтобы быть востребованным на глобальном высокотехнологичном рынке компании необходимы такие три составляющие, как цена, качество и эффективность».

Концепция ОАО «Сатурн – Газовые турбины» по построению газотурбинного бизнеса основывается на принципах создания конкурентного современного продукта, доступных ценах и гибком подходе в работе с клиентами.

В конкурсе «Лучшее предприятие Ярославской области» ОАО «Сатурн – Газовые турбины» признано победителем в номинации «Машиностроение», за высокие результаты в производительности труда и динамичные темпы роста развития предприятия.

На правах рекламы



www.saturn-gt.ru



21-24 ИЮНЯ 2011

11-я МОСКОВСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА

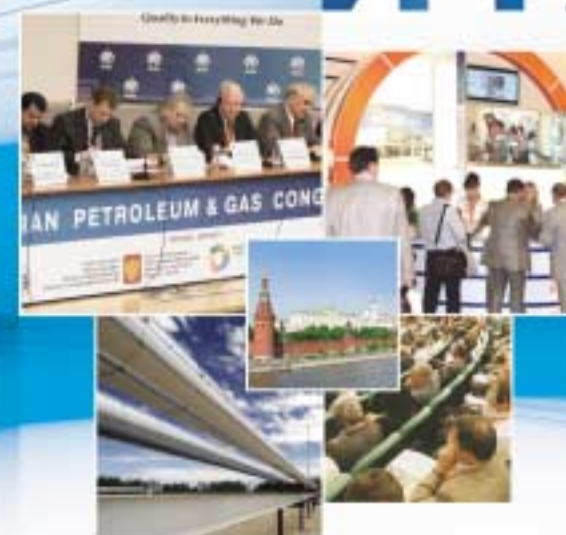
МОСКВА  
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



# НЕФТЬ И ГАЗ

www.mioge.ru

www.mioge.com



21-23 ИЮНЯ 2011

9-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС

#### ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW  
+7 (495) 935 7350, 788 5585  
oil-gas@ite-expo.ru



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



С.Д. Альтшуль, С.В. Квашнин, Г.А. Мельник

## Низковольтная коммутационная аппаратура в комплектной поставке с САУ

Многолетний опыт работы ЗАО «НПФ «Система-Сервис» в сфере автоматизации технологических объектов ООО «Газпром» и тесное сотрудничество инженеров компании с производителями газовых турбин позволяют предложить технические решения оптимальные по надежности и экономичности.

Выпускаемые фирмой системы автоматического управления газоперекачивающими агрегатами (САУ ГПА), общестанционным технологическим оборудованием (САУ КЦ) и газотурбинными электростанциями (САУ ГТЭС) выполнены на базе однотипных аппаратных средств и унифицированного программного обеспечения. Системы автоматического управления подключены к единой локальной информационно-вычислительной сети, имеют общий сервер архивирования данных и пульт управления с единым программным обеспечением, реализующим функции визуализации и управления технологическим процессом.

Логичным продолжением комплексного подхода к автоматизации является комплектная поставка системы управления и аппаратуры силовой автоматики (устройства низковольтные комплектные – НКУ).

Данное предложение находит одобрение со стороны заказчика, так как позволяет полностью адаптировать систему управления (САУ) к конкретным исполнительным механизмам, установленным на объекте.

Преимущества такого подхода очевидны.

При поставке САУ одной фирмой – производителем возможна установка периферийных модулей ввода/вывода САУ непосредственно в шкафы НКУ, что позволяет свести межсистемные информационные связи САУ с НКУ к одному каналу последовательной передачи данных (PROFIBUS, RS-485). Нет необходимости прокладывать многочисленные, многожильные контрольные кабели связи, а достаточно соединить САУ и НКУ одним кабелем PROFIBUS посредством разъемных соединений. Данное техническое решение позволяет экономить на монтажных работах, повышает надежность соединения, а также, в силу свойств последовательного канала связи, дает возможность передавать в САУ такое количество диагностических сигналов от НКУ и технологического оборудования, какое необходимо.

Кроме того ответственность одного производителя перед заказчиком за качество поставляемого оборудования суще-

ственно упрощает решение возможных вопросов, не говоря уже о гибкости комплексной системы (САУ + НКУ) при необходимости корректировки проекта.

В данной статье предлагается описание технических характеристик НКУ, выпускаемых ЗАО «НПФ «Система-Сервис» для следующих объектов автоматизации:

- газоперекачивающие агрегаты (ГПА);
- аппараты воздушного охлаждения газа (АВО газа);
- газотурбинные электростанции (ГТЭС).

В настоящее время разработаны, изготовлены, сданы в эксплуатацию или находятся в процессе сдачи в эксплуатацию НКУ следующих газоперекачивающих агрегатов:

ГПА-Ц-16ПМ (ООО «Газпром трансгаз Чайковский», КС «Чайковская»);

ГПА «Нева»-25НК (ООО «Газпром трансгаз Ухта», КС «Грязовецкая», КС «Приводинская»);

ГПА-Ц-16 (ООО «Газпром трансгаз Югорск», КС «Приозерная», КС «Октябрьская», КС «Бобровская»);

ГПА-32 «Ладога» (ООО «Газпром трансгаз Ухта», КС «Грязовецкая» и ООО «Газпром трансгаз Чайковский», КС «Важовская»);

НКУ ГПА предназначены для подключения питания, управления и защиты цепей электроприемников ГПА.

НКУ ГПА, как правило, выполнены в шкафом исполнении и установлены в существующие на компрессорной станции электротехнические блок-боксы или блок-боксы САУ ГПА. В последнем случае, шкафы устанавливаются в блок-боксы на заводе изготовителя (НПФ «Система-Сервис») и поставляются в состоянии полной заводской готовности.

Монтаж аппаратуры в шкафах НКУ выполнен на реечные конструкции (рисунок 2), когда на установленные в шкафу рейки жестко укрепляется вся необходимая электротехническая аппаратура и к ней подводятся провода. Электропитание через АВР (рисунок 3), расположенный в одном из шкафов, подается на внутреннюю систему шин, которая объединяет шкафы НКУ, установленные в одном ряду.

У реечных конструкций есть свои недостатки. Производить ремонт или замену вышедшего из строя аппарата можно только на месте. Если вы-



Рис. 1. НКУ для ГПА-Ц-16ПМ



Рис. 2. Монтаж аппаратуры в шкафах НКУ выполнен на реечные конструкции



Рис. 3. АВР



Рис. 4. НКУ смонтировано на панелях, которые установлены в блок-бокс

ходит из строя какой-то из аппаратов, нужно обесточить НКУ, демонтировать вышедшую из строя аппаратуру, отремонтировать или заменить на новую, установить ее и снова включить устройство. Не всегда такое отключение можно провести безболезненно, особенно это касается производств с непрерывным циклом. Поэтому следующим направлением развития стали НКУ, изготовленные на базе шкафов с выдвижными модулями, которые благодаря наличию специальных разъемов на задней стенке очень легко заменяются в случае поломки. Выдвижные модули и шкафы разработаны специалистами ЗАО «НПФ «Система-Сервис» на базе конструкции шкафов серии SEN+ фирмы General Electric (рисунок 5). С 2009 года ЗАО «НПФ «Система-Сервис» является лицензированным сборщиком шкафов с выдвижными модулями на базе конструкции шкафов серии SEN+.

Очевидными преимуществами данного конструктивного исполнения являются:

- безопасность для обслуживающего персонала;
- высокая надежность;
- возможность последующего расширения;
- быстрая замена вышедшего из строя аппарата без отключения всего НКУ;
- высокая стойкость к токам короткого замыкания, включая шинопроводы и защитные аппараты;
- электро- и пожаробезопасность.

Шкаф с выдвижными модулями имеет три основные зоны:

- зона сборных шин;
- зона оборудования;
- зона кабельной укладки.

Зона сборных шин расположена в задней части стойки и состоит из главной системы горизонтальной и вертикальной сборных шин. Внутренние разделительные пластины отделяют зону сборных шин от зоны оборудования, а также защищают оператора от случайного контакта с элементами установки, представляющими опасность для жизни.

В зоне оборудования могут устанавливаться выдвижные модули различных размеров и различного функционального назначения.

Зона кабельной укладки предназначена для обеспечения скорости и удобства укладки кабелей.

Шкафы НКУ с выдвижными модулями обеспечивают подключение напрямую от силовых трансформаторов класса 10/0,4 кВ к главной системе сборных шин. Система сборных шин может выбираться в зависимости от номинального тока в пределах от 1000 до 4000 А.

Главная система горизонтальных шин может быть четырех или пяти фазной и располагается в отсеке для сборных шин в задней части стойки. Прутки шины сделаны из чистой меди. Сборные шины прокладываются в задней части стойки, на вер-



Рис. 5. Шкафы с выдвижными модулями серии SEN+

нем или среднем уровне. Разъемы для подключения к соседним шкафам выведены к передней панели (рисунок 6).

В модулях реализуется любая схема управления, необходимо лишь учитывать максимальные габариты блоков выдвижного исполнения:

Для распределения электроэнергии используются автоматические выключатели (рисунок 7);

Для управления нагрузками используется пускорегулирующая аппаратура – контакторы, устройства плавного пуска, частотные преобразователи (рисунок 8).

Размеры модулей (высота) варьируются от 5Е до 36Е.

В стандартном оснащении выдвижные модули имеют входные и выходные разъемы для электропитания и 24-полюсный разъем для контрольных цепей.

Для подключения модулей к силовым шинам и для питания вторичных цепей управления используются разъемные контактные соединения, вилки которых установлены на задней стенке модуля, розетки – на монтажной панели, являющейся защитным экраном, закрывающим отсек вертикальных шин.

Для точного совпадения разъемных контактов используются вспомогательные штыри, установленные на задней стенке модуля.

Выдвижные модули могут находиться в трех возможных положениях:

- 1) модуль находится в рабочем положении в составе щита, главные цепи и цепи управления замкнуты;
- 2) модуль находится в составе щита, главные цепи разомкнуты, цепи управления замкнуты;
- 3) модуль находится в составе щита, главные цепи и цепи управления разомкнуты.

Модули могут снабжаться отдельными дверями.

Другим типом выпускаемых фирмой НКУ являются НКУ для аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО газа)

НКУ данного вида являются составной частью САУ АВО газа.

- САУ АВО газа состоит из
- станции интеллектуальной локальной ЛИС АВО газа;
  - устройств низковольтных комплектных распределения и управления НКУ РУ;
  - комплекта кабелей.

Автоматизация АВО на базе перечисленных средств обеспечивает:



Рис. 6. Главная система сборных шин шкафов с выдвижными модулями



Рис. 7. Выдвижной модуль для распределения электроэнергии с автоматическим выключателем



Рис. 8. Шкаф НКУ, в котором установлены модули для управления электроприемниками



Рис. 9. НКУ для управления четырьмя двигателями АВО газа мощностью 37 кВт блочно модульно конструкции



Рис. 10. НКУ для ГТЭС «Урал-6000»



- регулирование температуры газа на выходе АВО в автоматическом и ручном режимах управления;
- поддержание заданной температуры газа на выходе КС;
- автоматическое отключение электродвигателей вентиляторов при достижении уровня вибрации, превышающего допустимый;
- плавный пуск электродвигателей с ограничением величины пускового тока (плавный пуск) при включении их в работу;
- защиту двигателей от тока короткого замыкания и тока перегрузки;
- технологические защиты и блокировки;
- обеспечение равномерной выработки ресурса всеми электродвигателями;
- информационный обмен с рабочей станцией пульта оператора КЦ;
- допусковой контроль сопротивления изоляции электродвигателей;
- точность измерения температуры газа и окружающего воздуха и уровня вибрации двигателя в пределах  $\pm 0,2\%$ ;
- контроль параметров входного напряжения питания.

В системах управления АВО газа требуемая температура на выходе КС МГ обеспечивается за счет включения или отключения вентиляторов.

При достаточно большом количестве АВО необходимая точность поддержания температуры газа может быть обеспечена за счет дискретного изменения количества одновременно включенных вентиляторов. При этом задачей системы автоматизированного управления является определение необходимого количества одновременно работающих вентиляторов, при котором температура газа после теплообменных секций будет находиться в заданном диапазоне. Напряжение и частота на стартовых обмотках работающих двигателей будут соответствовать параметрам питающей сети. Такой способ управления выполняют НКУ, управляющие двигателями АВО через цепи устройств плавного пуска, которые обеспечивают в пусковых режимах снижение токовых и механических перегрузок.

Серия шкафов НКУ, выпускаемых ЗАО «НПФ «Система-сервис», обеспечивает управление данным способом двигателями мощностью 6, 13 и 37 кВт. Устройство плавного пуска установлено в цепи питания каждого двигателя.

Недостатками такой технологии эксплуатации АВО газа являются следующие факторы:

- эффективность управления АВО в значительной степени определяется опытом и квалификацией персонала КС.
- на процесс охлаждения газа в значительной степени влияют суточные колебания воздуха.

Оптимизация режима работы АВО газа может быть достиг-



Рис. 11. НКУ для управления двумя двигателями АВО газа мощностью 37 кВт в шкафах с установкой элементов на рейки

нута за счет частотного регулирования производительности вентиляторов. Мощность, потребляемая системой электродвигатель – вентилятор, зависит от частоты вращения вентилятора примерно в третьей степени. Поэтому затраты электроэнергии при частотном управлении электродвигателями вентиляторов будут всегда меньше, чем при дискретном управлении, точность поддержания температуры значительна и при этом сохраняются преимущества первого способа управления – плавный пуск двигателя.

Применение частотного регулирования особенно эффективно для АВО газа с небольшим количеством мощных (от 37 кВт) двигателей.

Специалистами ЗАО «НПФ «Система-Сервис» разработаны и внедрены на ряде объектов НКУ с установкой преобразователей частоты (ПЧ) в цепи питания каждого двигателя. Примером такого решения является НКУ РУ-590, с установленными в них ПЧ для управления двигателями мощностью 90 кВт. НКУ РУ-590 сданы в эксплуатацию на КС-2 «Бабаевская» КЦ1, ООО «Газпром трансгаз Ухта» (рисунок 9).

В НКУ установлены элементы, обеспечивающие защиту сети и двигателя от негативного влияния коммутационных процессов в ПЧ:

- ЭМС фильтры, для обеспечения электромагнитной совместимости ПЧ с электроприемниками, которые запитаны от тех же шин;
- входные дроссели для уменьшения влияния высших гармоник из сети на преобразователь и обратно;
- выходные дроссели, которые устраняют негативное воздействие перенапряжений на изоляцию обмоток двигателя.

Данный способ управления дает ряд дополнительных функциональных возможностей:

- появляется возможность регулировать температуру в отдельных секциях;
- преобразователи частоты обеспечивают индивидуальную защиту и глубокую диагностику параметров цепи питания двигателя;
- экономия потребляемой электроэнергии составляет от 30 до 60 %;
- нет необходимости в установке компенсационных конденсаторных установок.

С точки зрения конструкции выпускаются НКУ для АВО газа следующих типов:

- шкафы с установкой элементов на рейки. На рисунке 10 показано НКУ для управления двумя двигателями АВО газа мощностью 37 кВт через цепи устройства плавного пуска;
- шкафы блочно-модульной конструкции. Это шкафы, состоящие из отдельных плат, каждая из которых обеспечивает управление одним двигателем АВО газа. При выходе из строя какого-либо аппарата, входящего в данный блок, можно снять блок целиком и заменить таким же, но исправным или отремонтировать аппарат в блоке и установить его обратно. При этом время ремонтных работ значительно сокращается, сводя к минимуму обесточивание всего НКУ. На рисунке 9 показано НКУ для управления четырьмя двигателями АВО газа мощностью 37 кВт;
- шкафы с выдвижными модулями. В шкаф установлены выдвижные модули, каждый из которых выполняет управление одним двигателем АВО газа мощностью от 6 до 37 кВт.

Низковольтные комплектные устройства, выпускаемые фирмой ЗАО «НПФ «Система-сервис» обеспечивают зонную защиту I, II и III класса от импульсных перенапряжений, вызванных коммутационными процессами и ударами молнии.

Основу элементной базы, на которой построены НКУ, составляют коммутационные аппараты, выпускаемые ведущими мировыми производителями в данной области – фирмами Siemens и General Electric.



#### НАЗНАЧЕНИЕ

#### РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

#### ДОСТОИНСТВА

## АНАЛИЗ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АНАЛИЗАТОРЕ СЕРЫ РЕНТГЕНОВСКОМ ФЛУОРЕСЦЕНТНОМ ВОЛНОДИСПЕРСИОННОМ СПЕКТРОСКАН SW-D3

Анализатор серы рентгеновский флуоресцентный волнодисперсионный СПЕКТРОСКАН SW-D3 предназначен для измерения массовой доли серы от 1 мг/кг (ppm) в жидких гомогенных углеводородах, таких как дизельное топливо, бензин, керосин и любые дистиллятные нефтепродукты.

Определение качества топлива на соответствие показателю «массовая доля серы»

- ГОСТ Р 51866-2002 (EN 228-04)
- ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590-04)

Предназначен для определения содержания серы в нефтепродуктах по ГОСТ Р 52660-2006 (EN ISO 20884-04, ASTM D 2622-03).

- Произведен в соответствии с требованиями ТР «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». С арбитражным рентгенофлуоресцентным волнодисперсионным методом определения содержания серы в автомобильных топливах четвертого и пятого классов реализуемых на этом анализаторе.
- Боковое расположение пробы в анализаторе исключает необходимость использования дополнительного защитного окна с пленкой, что уменьшает погрешность, вызванную ее загрязнением и неравномерностью. Такая конструкция позволила значительно повысить надежность и точность прибора по сравнению с имеющимися аналогами.
- Оригинальная кювета с термокомпенсирующей пробкой позволяет избежать погрешности измерения связанной со вздутием пленки кюветы при работе с «газящими» нефтепродуктами. Теперь даже при значительной экспозиции поверхность пленки остаётся ровной.
- Анализатор не требует использования аргон-метановой смеси и т.п. для продувки детектора, т.к. используется отпаянный детектор повышенной чувствительности. Эта особенность значительно сужает требования к помещению лаборатории и устраняет необходимость косвенных затрат на отдельные помещения для установки баллонов. Также отсутствуют ограничения, связанные с повышенным классом опасности оборудования, требующего в работе газа.
- Процедура анализа полностью автоматизирована. Анализатор имеет встроенные компьютер, клавиатуру, дисплей. Результаты измерений массовой доли серы в нефтепродукте распечатываются на встроенном в корпус анализатора термомпринтере. Приобретение внешнего компьютера не требуется. При необходимости вывода результатов на внешний компьютер или в систему АСУТП в анализаторе есть выход USB, программное обеспечение по заказу поставляется бесплатно.
- В стандартный комплект поставки входят расходные материалы, рассчитанные на проведение не менее 5000 анализов.
- Техническое обслуживание может выполнять персонал лаборатории после прохождения бесплатного обучения. При нормальной эксплуатации какие-то плановые постоянные мероприятия по техническому обслуживанию отсутствуют, речь может идти только о постгарантийном сервисе.



РФ, 190103, С-Петербург, а/я 214, ООО НПО «СПЕКТРОН»  
тел. (812) 325-8183, факс (812) 325-8503  
[www.spectron.ru](http://www.spectron.ru), e-mail: [to@spectron.ru](mailto:to@spectron.ru)



**СОЛИД**  
ФИРМА

**ПРОИЗВОДИМ И ПОСТАВЛЯЕМ:**

- Сварной решетчатый настил SP по СТО 23083253-002-2008
- Прессованный решетчатый настил Р по СТО 23083253-003-2008
- Просечно-вытяжные листы и сетки по СТО 23083253-001-2007 (ТУ5262-001-23083253-06)
- Просечно-профилированный настил ППН
- Настил из стеклопластика GFK
- Лестничные ступени по СТО 23083253-004-2011
- Перфорированный лист
- Прямые и винтовые лестницы

196650, Санкт-Петербург, Колпино, ул. Финляндская, дом 24, литер Б  
Тел/факс: (812) 336-9090 многоканальный  
Тел/факс: (812) 336-0990

Предприятие имеет склад готовой продукции в Москве тел. +7 (495) 788-49-42

info@zaosolid.ru  
www.zaosolid.ru  
www.solid-spb.ru  
www.solid-msk.ru

Владимир МИХАЙЛОВ

## ВОЗДУШНЫЕ И ПРОЧНЫЕ

Любая металлическая конструкция представляется, как правило, чем-то массивным и тяжеловесным. Мало у кого подобная конструкция ассоциируется с легкостью, воздушностью, прозрачностью, и при этом – с прочностью и функциональностью. О чем мы ведем речь? Не о решетке Летнего сада, и не о продукции мастеров художественнойковки. Речь – о металлических решетчатых настилах, необходимых в разных областях жизни, начиная от промышленных предприятий и заканчивая повседневной жизнью городского жителя.

### ШИРОКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Решетчатые настилы применяются давно, и главной областью применения всегда оставалась тяжелая промышленность. Если требовалось соорудить приподнятые над поверхностью пола или находящиеся на высоте площадки и переходы, использовали, как правило, сварной решетчатый настил. Помните легендарный фильм «Высота»? Его герои перемещались на огромной высоте именно по решетчатым настилам, нисколько не опасаясь за свою жизнь. Чего опасаться, если решетка сварена из прочных стальных прутьев, способных выдержать очень серьезную нагрузку?

Иногда из таких элементов делали ограждающие конструкции, но в любом случае решетки не отличались изысканностью – их главными достоинствами были прочность и надежность. Со временем, однако, решетчатые настилы стали проникать и в сферу быденной жизни, в частности, использоваться в жилом строительстве. Из них начали делать лестницы, пешеходные мостики, придверные площадки и т.д. При благоустройстве придомовых и общественных территорий без них тоже не могли обойтись. Наверное, каждый видел решетчатые защитные элементы, которые предотвращают повреждение корней деревьев, но при этом пропускают в землю атмосферную влагу. Из металлических решетчатых настилов сооружают прочные дорожки, проходящие через парковые зоны, а также применяют во многих других местах.

Преимуществами этих настилов являются легкость, удобство в транспортировке и монтаже, отсутствие необходимости в дополнительной декоративной отделке. Грубые конструкции

уже ушли в прошлое, сейчас решетчатые настилы несут еще и декоративную функцию, способствуя украшению построек и территорий.

### СЕРЬЕЗНЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ

Залогом длительной и безопасной эксплуатации любой конструкции является ее качество, и металлические решетчатые настилы здесь не исключение. А качество может обеспечить лишь авторитетный производитель, то есть, такая компания, которая давно работает на рынке и обладает значительным опытом в этой области производства.

Одной из ведущих компаний в данной отрасли является «Фирма «Солид». Она производит и поставляет на отечественный рынок самый широкий ассортимент решетчатых настилов, а также различной продукции из них.

Об опыте компании говорит уже год основания – 1991-й. Основанная в Санкт-Петербурге, «Фирма «Солид» два десятилетия присутствует на рынке, наработав за это время серьезный авторитет у многочисленных потребителей этой продукции. Потребителями являются как частные, так и государственные организации, известные всей стране, например, такие промышленные гиганты, как Новолипецкий Металлургический комбинат или комбинат Норильский Никель. Среди заказчиков компании – ОАО ПО Севмаш, ОАО «Подольский машиностроительный завод», ЗАО Камский завод металлоконструкций и др. Все эти серьезные заказчики не единожды заказывали продукцию «Фирмы «Солид» и были полностью удовлетворены качеством поставок.

Производство многоцелевых решетчатых настилов вертикального и горизонтального назначения – это основной профиль деятельности «Фирмы «Солид». С целью обеспечения высокого качества и необходимых объемов производства на предприятии установлено самое современное оборудование: две полуавтоматические линии по производству просечно-вытяжного листа и сетки, полуавтоматическая линия для производства сварного решетчатого настила, прецизионная линия раскроя листового материала и решетчатых настилов и т.д. Качество выпускаемой продукции подтверждено полученным в 2007 году сертификатом ISO 9001:2000 от международной компании «Det Norske Veritas» (DNV). В августе 2010 года «Фирма «Солид» успешно прошла ресертификацию системы менеджмента качества по стандарту ISO 9001:2008.

Борьба за качество решетчатых настилов в компании ведется постоянно. Эта продукция должна гарантировать полную безопасность людей, использующих решетчатые настилы, поэтому предприятие самостоятельно разрабатывает и внедряет стандарты, где требования к уровню качества – самые жесткие. Соответствие международным стандартам также обеспечено, кроме того, регулярно проводится добровольная сертификация качества производимой продукции в системе сертификации Госстандарта России и в системе добровольной сертификации в строительстве в Российской Федерации РСС. В этой связи не удивляет тот факт, что в 2009 и в 2010 годах продукция предприятия была отмечена Золотым Знаком Качества «Сделано в Санкт-Петербурге».

Модернизация существующего оборудования и внедрение нового высокотехнологичного оборудования на предприятии производится на постоянной основе. В штате компании работают исключительно высококвалифицированные сотрудники, обеспечивающие должное качество продукции и гарантированное выполнение работ в указанные сроки. Что позволяет в полной мере удовлетворять интересы потребителей и обеспечивать поставки в соответствии с заключенными контрактами.

### КАЧЕСТВЕННАЯ ПРОДУКЦИЯ

Продукция компании разнообразна, функциональна и отвечает конкретным запросам потребителей. Рассмотрим отдельные разновидности этой продукции.

Устойчивым спросом пользуется сварной решетчатый настил SP. Первые в мире линии по производству настила SP были введены в строй более 60 лет назад практически одновременно в США, Великобритании и Германии. В Советском Союзе аналогичные производства были запущены в 70-е годы, решетчатый настил такого типа назывался у нас «ВИСП». Однако в 90-е годы эти производства пришли в упадок, и возродился выпуск сварных решетчатых настилов только спустя годы.

Решетчатый настил SP используется для устройства проходных мостков, площадок техобслуживания и иных стальных конструкций в промышленном и гражданском строительстве. Кроме того, эти настилы могут использоваться при создании промышленных платформ, трапов, на буровых вышках, в складских терминалах, на объектах энергетики и т.п. Решетчатые настилы SP обладают такими физико-механическими свойствами, которые позволяют использовать их в местах, где аналогичная продукция не обеспечивает необходимую надежность и безопасность конструкции. Этому настилу не страшны ни физические воздействия, ни неблагоприятные погодные факторы, то есть, он может эксплуатироваться в самых жестких условиях.

Нюансы технологии производства таких настилов поймет только специалист, но мы, тем не менее, расскажем об этом коротко. Сварной решетчатый настил SP изготавливается из стали методом сварки несущей полосы и связующих прутков. При этом важно, что по желанию заказчика настил может быть изготовлен в соответствии как со стандартами, разработанными производителем, так и с международными нормативами. Основной материал здесь – сталь или ее заменитель по выбору производителя. Максимальные габариты такого настила ограничены размерами несущей полосы (6100 мм) и связующего прутка (1000 мм).

Несущим элементом настила служит резаная полоса из рулонной стали по ГОСТ 19903-74. Связующий пруток бывает круглого сечения или исполняется в виде витого квадрата. Этот пруток только фиксирует положение полос, всю нагрузку принимает на себя резаная полоса. Для обеспечения эффекта противоскольжения пруток круглого сечения должен иметь рифление по всей длине. Если имеется повышенная опасность скольжения от снега, льда, смазок и влаги, решетчатый настил по согласованию с заказчиком может быть выполнен с зубьями противоскольжения.

Еще одна популярная разновидность продукции – прессованный решетчатый настил Р. Технология его изготовления иная, здесь используется метод холодной запрессовки стальных связующих полос в несущие полосы. Специальное оборудование позволяет достигать давления в 100 тонн, обеспечивая, таким образом, надежное и прочное соединение полос друг с другом. Здесь также возможно (в зависимости от требований заказчика) производство прессованных настилов в соответствии с разными нормативами. Условия эксплуатации таких настилов самые разные, вплоть до критических, поэтому и требования потребителей различаются.

Ограничения габаритов в данном случае определяются максимальными размерами несущей полосы и связующей полосы и составляют 3000 x 1000 мм. Несущей полосой служит резаная полоса из рулонной стали по ГОСТ 19903-74, а в качестве связующих полос применяют плоскостную ленту по ГОСТ 10234-77 или любую другую ленту с аналогичными характеристиками.

Заметим, опять же, что связующая полоса всего лишь фиксирует положение несущих полос и сама по себе нагрузку не несет. Зубья противоскольжения делаются на решетчатом настиле в том случае, если условия эксплуатации предполагают повышенную опасность скольжения. Естественно, что все дополнительные операции производятся исключительно по согласованию с заказчиком. При этом зубья противоскольжения могут иметь разную форму, располагаясь по всей длине несущей полосы, по всей длине связующей полосы, или по всей длине и связующей, и несущей полосы.

Продукцией компании является также просечно-вытяжной лист и сетка. В данном случае цельная металлическая сетка изготавливается методом просечки и вытяжки листа. В качестве исходного материала могут быть использованы листы из черной, оцинкованной, нержавеющей стали, меди или алюминия. Эта продукция используется для изготовления разнообразных ограждений, площадок техобслуживания, а также для изготовления настилов и ступеней маршевых лестниц.

Одна из ключевых позиций в ассортименте «Фирмы «Солид» – ступени из решетчатых настилов и просечно-вытяжного листа. Спектр применения этого вида продукции очень широк, прежде всего, это различные отрасли тяжелой индустрии. Без таких ступеней не обходятся объекты нефтегазовой, металлургической, химической, судостроительной, энергетической и многих других отраслей промышленности. Ступени являются конструктивными элементами прямых маршевых и переходных маршевых лестниц. Они свободно пропускают дождевую воду и снег, что препятствует образованию наледи. Пыль и грязь также не скапливаются на поверхности стальных ступеней. Они имеют высокую степень стойкости к коррозии, очень легко монтируются и не требуют сложного и дорогостоящего ухода.

Естественно, что требования в части надежности, прочности и долговечности к таким элементам – очень высокие. И производитель эти требования полностью выполняет. Ступени изготавливаются из сварного или прессованного решетчатых настилов и просечно-вытяжного листа. Нормативы, согласно которым будет изготовлена конкретная партия продукции, определяется желанием заказчика.

В заключение скажем об экономической выгоде использования решетчатых настилов. Сравнительно невысокая цена, легкий монтаж, длительный срок службы – все это делает использование решетчатых настилов экономически целесообразным. Ко всему прочему эти настилы очень легко ремонтируются: здесь нет необходимости демонтировать всю конструкцию, достаточно заменить пришедший в негодность элемент.



## ПЕРЕДОВАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ



Научно-производственное предприятие «Технопроект» было основано в апреле 1999 года на базе Пензенского конструкторского технологического бюро арматуростроения. За это время предприятие прошло путь от разработчика научно-технической и конструкторской документации до компании, владеющей собственной производственной базой<sup>1</sup> и полным комплексом

контрольно-испытательного оборудования. Внедрение системы сквозного компьютерного проектирования позволило специалистам конструкторского и технологического отделов в короткие сроки осуществлять разработку нового оборудования и выполнять технологическую подготовку производства.

Специализируясь в области арматуростроения, ООО НПП «Технопроект» производит:

- клапаны электромагнитные КЭО;
- клапаны пневматические ДКП;
- модули пневматические ПМ;
- соединители трубные СОТ;
- преобразователи давления ПГМ.

Наша продукция характеризуется следующими особенностями:

### Высокая коррозионностойкость

Оборудование изготавливается только из высококачественных нержавеющей сталей, что обеспечивает возможность его применения в самых жестких условиях эксплуатации.

### Многообразие рабочих сред

Изделия способны работать на таких средах как: нефть с содержанием сероводорода и механических примесей, различные виды газов, в том числе природный и попутный нефтяной, инертные газы, пластовая и питьевая вода, спирт, этилмеркаптан, дизельное и котельное топливо и другие.

### Широкий диапазон рабочих температур и значений давления

Конструкция клапанов и применение современных уплотнительных материалов обеспечивает их работу в широком диапазоне температур рабочей (от -60 до +300 °С) и окружающей среды (от -60 до +100 °С), как при малых, так и при высоких значениях давления в трубопроводе (до 250 кгс/см<sup>2</sup>).

### Высокая скорость срабатывания

Скорость срабатывания клапана до 0,03с позволяет устанавливать его в различных системах безопасности (для предотвращения аварии или минимизации ее последствий).

### Взрывозащищенное исполнение

В случае применения во взрывоопасной зоне клапан изготавливается во взрывозащищенном исполнении, что позволяет предотвратить воспламенение окружающей клапан среды.



<sup>1</sup> На сегодняшний день производственные мощности ООО НПП «Технопроект» насчитывают более 20 единиц современных обрабатывающих центров фирм Hardinge, Topper и Shaulbin.

### Высокая герметичность

Основной ассортимент электромагнитных клапанов производства ООО НПП «Технопроект» соответствует герметичности класса А по ГОСТ 9544.

### Высокая степень защиты

Большая часть электромагнитных клапанов КЭО имеет степень защиты от внешних воздействий IP66.

### Различные варианты напряжения питания

Электромагнитные клапаны КЭО изготавливаются на различные напряжения питания: 24, 50, 75, 110 Вольт постоянного тока и 220 Вольт переменного тока.

### Возможность оснащения дополнительными устройствами

Клапаны КЭО могут быть оснащены следующими опциями или их сочетанием:

- индикация положения затвора с выводом сигнала на блок управления или контроллер;
- ручной дублер;
- фиксатор положения.

### Нагревательная обмотка

Оснащение клапанов нагревательной обмоткой обеспечивает предварительный разогрев рабочей среды после длительных простоев.

### Блок форсирования

Применение блока форсирования обеспечивает существенную, как минимум в 10 раз, экономию потребляемой энергии после перехода клапана в режим удержания по сравнению с другими аналогичными устройствами, кроме того, блок форсирования позволяет существенно уменьшить массогабаритные размеры изделия.

Вся продукция сертифицирована и имеет разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Все новые конструктивные решения защищены патентами РФ.

Оборудование нашего производства применяется в газовой и нефтяной промышленности, химическом производстве, атомной промышленности, в составе автозаправочных комплексов, железнодорожном и автомобильном транспорте, пищевой промышленности.

При построении работы с нашими партнерами, мы руководствуемся в первую очередь такими ценностями как:

- профессионализм;
- ответственность и доверие;
- открытость и честность;



- оперативность обработки запросов клиента;
- уникальность каждого клиента;
- формирование долгосрочных и взаимовыгодных партнерских отношений.

Осуществляя продажи, мы активно сотрудничаем с нашими заказчиками на всех этапах от включения изделия в проект до ввода объекта в эксплуатацию. Качественная работа на каждом из этих уровней позволяет компании уверенно двигаться вперед, подтверждая, что ООО НПП «Технопроект» — производитель передовой техники для управления потоками.

Приглашаем посетить наш стенд № F367 в павильоне «Форум» на 11-ой Московской международной выставке «НЕФТЬ И ГАЗ 2011» 21-24 июня.

Статья на правах рекламы





## Нефтегаз от «Траст»

Группа Компаний «Траст» – современный холдинг с более чем 19-летним опытом ведения бизнеса в России и за рубежом. В состав холдинга входит более 32 компаний, расположенных в Ростовской области, Москве, Краснодарском и Ставропольском краях.

Основной задачей компаний холдинга является максимальное удовлетворение потребностей потребителей посредством предоставления качественной продукции по справедливой стоимости с последующим обслуживанием. На протяжении 19 лет прослеживается четкая тенденция к увеличению экспортного потенциала группы, расширению филиальной сети на территории России и за рубежом, увеличению продаж, сервисных центров, наблюдается рост производительности продукции за счет применения новейшего энергосберегающего оборудования, повышение качества корпоративного управления.

Представляем Вашему вниманию компании ГК «ТРАСТ», которые занимаются разработкой, производством, продажей и сервисным обслуживанием нефтегазопромышленного оборудования.



**ЗАО «Траст-Инжиниринг»** – это инжиниринговая компания, которая входит в состав ГК «ТРАСТ». Основанное в марте

2008 года инновационное инжиниринговое предприятие уверенно набирает обороты в создании и внедрении новой техники от разработки проектной документации и изготовления опытных образцов до изготовления серийных изделий.

Использование современного компьютерного оборудования, лазерных графических систем широкоформатной печати и передового программного обеспечения позволяет на высоком уровне и в кратчайшие сроки разрабатывать оборудование для различных отраслей промышленности.

В марте 2011 года компания «Траст-Инжиниринг» получила сертификат соответствия системы менеджмента качества требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008 (ISO 9001:2008), ISO 9001:2008. Основным направлением деятельности ЗАО «Траст-Инжиниринг» является качественное проектирование, производство, продажа, модернизация, ремонт и обеспечение запасными частями нефтегазопромышленного оборудования и специальной техники.

Основную номенклатуру компании составляют:

- насосы трехплунжерные высокого давления;

- комплексы для гидроразрыва пласта;
- установки для гидропескоструйной перфорации и кислотной обработки скважин;
- установки для цементирования скважин;
- парогенераторы и установки для нагрева воды и технологической жидкости;
- предохранители фонтанной арматуры, быстроразборные соединения, манифольды;
- установки для дозирования химических реагентов;
- колтюбинговые установки и установки насосные для работы с колтюбинговым оборудованием.

Стоит так же отметить, что ЗАО «Траст-Инжиниринг» осуществляет договорные проектные работы любой сложности в нефтегазопромышленной отрасли.

В конце 2010 года ЗАО «Траст-Инжиниринг» подписал эксклюзивный дилерский договор с одним из крупнейших индийских производителей нефтегазопромышленного оборудования Parveen Industries Pvt. Ltd. Совместно с иностранной компанией осуществляется поставка и продажа оборудования производства компании Parveen.

В 2010 году было организовано совместное производство с компанией STA GmbH (Германия) по выпуску оборудования и спецтехники для нефтегазового комплекса страны.

«Траст Инжиниринг» не останавливается на достигнутом. Компания ведет грамотную маркетинговую политику и является постоянным участником крупнейших всероссийских и международных специализированных выставок, как «Нефть и Газ – KIOGE 2010» (Алматы), «Нефть. Газ – 2009» (Нижневартовск), Южно-Российский форум «Энергоэффективная экономика», а в конце 2010 года ЗАО «Траст-Инжиниринг» стал членом Санкт-Петербургского союза предпринимателей.



**ЗАО «Траст Оборудование»**  
Профессиональный трейдер с более чем десятилетним опытом продаж.

За время своей деятельности компания наладила поставку нефтепромышленного оборудования, бурового инструмента, спецтехники и химических реагентов для бурения практически во все компании нефтеперерабатывающего комплекса России, Казахстана и других стран СНГ.

Компания известна дилерскими и партнерскими взаимоотношениями с рядом производителей нефтепромышленного оборудования, такими как **ОАО «Дрогобычский машинострои-**



**тельный завод», ДП «Завод УБ и ВТ», ОАО «Нальчикский машиностроительный завод».**

На всю продукцию, поставляемую ЗАО «Траст Оборудование», распространяется гарантия заводов-изготовителей и сервисное обслуживание, если таковое предусмотрено производителем для данного вида продукции. По техническому заданию заказчика предприятие разрабатывает и производит нестандартную, мелко-серийную продукцию или вносит конструктивные изменения в серийную продукцию на имеющихся в городе Ростове-на-Дону собственных производственных площадях с помощью коллектива опытных конструкторов, инженеров и рабочих. Вся разрабатываемая и в дальнейшем изготавливаемая продукция проходит государственную сертификацию и так же имеет гарантийный срок эксплуатации.



**ЗАО «ТРАСТ»** – это инжиниринговое предприятие с собственным производством на заводе «Волгамашпром».

Основными направлениями деятельности компании являются комплексные поставки специализированной автотехники, трубной продукции, бурового оборудования, а также производства противовыбросового оборудования для нефтегазовых компаний России и Казахстана.

Наработанные многолетним опытом поставок связи руководителя, профессионализм менеджеров, сплоченный коллектив позволяет уже на протяжении нескольких лет быть активным и надежным поставщиком для многих предприятий России и стран СНГ.

Доверительные отношения с банками дают возможность ЗАО «ТРАСТ» заключать кредитные договоры для обеспечения выполнения особо крупных контрактов по поставкам специализированной техники при аккредитивных формах расчетов, срочках платежа, а так же при оплате по факту поставки.



**ООО «Завод СтройНефтеМаш»** – производитель строительной, коммунальной, аэродромной, нефтепромышленной, сельскохозяйственной техники и оборудования.

Принципиальной особенностью производственной программы завода является работа в опытно-экспериментальном, малосерийном режиме.

В производстве своей продукции «СтройНефтеМаш» широко использует импортные комплектующие. Сервисный центр завода оказывает потребителям максимальную поддержку и проводит эффективный ремонт в кратчайшие сроки.

В настоящее время предприятие изготавливает специальную технику для нефтепромышленного комплекса, как УРБ, АКН, УНБ, ПНУ, прицепы и автоцистерны.



**«Европа Ойл Пайп Сэпплай»** была образована в структуре

Группы Компаний «Траст» в 2007 году для закупки нефтяных труб на собственный склад с целью минимизации сроков поставки и реализации срочных заказов клиентов.

Компания является профессиональным стокистом и поставщиком трубной продукции таких производителей, как VALLOUREC AND MANNESMANN, MITTAL STEEL, ISD HUTA CZESTOCHOWA и других.

Компания использует в своей работе различные финансовые схемы и способна реализовать практически любые поставленные задачи с минимальными рисками для заказчика.





СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ  
СЕРТИФИЦИРОВАННОЕ КАЧЕСТВО  
ВЫСОКАЯ МОБИЛЬНОСТЬ

- Инжиниринг
- Производство
- Модернизация
- Сервис

[www.uralmash-ngo.com](http://www.uralmash-ngo.com)

## Уралмаш НГО Холдинг – продолжение славных традиций



**Ю.А. КАРПОВ**, генеральный директор  
«Уралмаш НГО Холдинг»

В июне 2010 МК «Уралмаш» и группа компаний United Capital Partners (UCP) объявили о создании крупнейшей в России компании по производству бурового оборудования – «Уралмаш Нефтегазовое Оборудование Холдинг» («Уралмаш НГО Холдинг»).

«Уралмаш НГО Холдинг» объединил конструкторские и производственные возможности МК «Уралмаш» и UCP (как владельца ЗАО «УРБО»). В состав холдинга также вошли предприятия, ранее входившие в группу ОМЗ – «Уралмаш-Инжиниринг» и «Уралмаш – Техсервис».

Компанию возглавил Юрий Карпов – профессионал, имеющий большой опыт работы и в бурении, и в производстве бурового оборудования.

«Уралмаш НГО Холдинг» является преемником и продолжателем традиций Уралмашзавода в области инжиниринга бурового оборудования.

Возможности «Уралмаш НГО Холдинг» позволяют проектировать и производить самые современные буровые установки всех типов, а также оказывать полный комплекс сервисных услуг.

В планах холдинга расширение номенклатуры выпускаемого оборудования, в том числе производство мобильных, ста-

ционарных, кустовых и морских буровых установок нового поколения.

Важнейшей целью деятельности холдинга является поставка заказчикам современных, качественно выполненных буровых установок в строгом соответствии с условиями контрактов, предоставление клиентам технического сервиса самого высокого качества. Наши установки традиционно рассчитаны на эксплуатацию в наиболее экстремальных условиях и поэтому превосходят большинство мировых аналогов по своей надежности и долговечности при строительстве скважин в условиях Крайнего Севера.

На сегодняшний день «Уралмаш НГО Холдинг» производит следующие виды буровых установок и оборудования:

1. Мобильные буровые установки грузоподъемностью 160–200 тонн.
2. Стационарные буровые установки грузоподъемностью 160–600 тонн.
3. Эшелонные установки для кустового бурения скважин грузоподъемностью 160–450 тонн.
4. Наборы бурового оборудования.
5. Узлы и агрегаты буровых установок.
6. Запасные части и расходные материалы.

Установки комплектуются вышками с открытой передней гранью, системами верхнего привода, частотно-регулируемым приводом переменного тока, кабиной бурильщика, системой отопления горячим воздухом, современными буровыми лебедками и насосами, ЦС с четырех- пятиступенчатой системой очистки буровых растворов и многим другим оборудованием, определяющим передовой дизайн установок, что в конечном итоге обеспечивает их высокие технико-экономические характеристики. Но прогресс не стоит на месте, и чтобы не утратить конкурентоспособности необходимо совершенствовать выпускаемое сегодня оборудование и развивать новые виды выпускаемой продукции. Холдингом реализуются крупные проекты по выпуску современной буровой техники по индивидуальным заказам.

В 2010–2011 гг. для компаний «НОВАТЭК», «Роснефть», «Евразия» и «ERIELL Group» были разработаны концептуально новые установки для кустового бурения скважин, в том числе и со сдвоенным эшелонном. Это установки нового поколения, обладающие повышенной мобильностью и монтажеспособностью, безопасные для работающего на них персонала и окружающей среды, надежные и удобные в эксплуатации.

Отзывы о работе оборудования «Уралмаш НГО Холдинг», поступающие от его заказчиков, а также их рекомендации являются основой для наших дальнейших разработок.

В настоящее время российские нефтегазодобывающие компании активно осваивают морские месторождения, поэтому в





Буровая установка типа **Уралмаш 5000/320 ЭК-БМЧ-Е**, произведенная для компании «Eriell»

инжиниринговом корпусе холдинга создается блок по проектированию офшорных буровых установок.

Инжиниринг и конструирование – ключевая компетенция бизнеса «Уралмаш НГО Холдинг». Создание мощнейшего инженерингового центра за счет объединения конструкторских подразделений МК «Уралмаш» и УРБО, сочетающих уникальный опыт советской конструкторской школы и умение разрабаты-

вать новейшее оборудование – одно из главных конкурентных преимуществ холдинга. Внедрение автоматизированных рабочих мест и системы трехмерного проектирования позволяет осуществлять полный производственный цикл – от разработки изделия до его реализации, с возможностью последующего создания автоматизированной системы управления (АСУ) всеми структурами, участвующими в данном цикле. Использование программного обеспечения Siemens NX, EPLAN Electric позволяет выполнять проекты, используя самые передовые технологии. Данное программное обеспечение позволяет:

- организовать единое информационное пространство;
- создать структурированное хранилище данных с регламентированным доступом к информации;
- избежать потери данных;
- ускорить обмен информацией между службами предприятия;
- увеличить скорость выпуска проектов;
- обеспечить защиту интеллектуальной собственности.

Процесс проектирования бурового оборудования сертифицирован по ISO 9001:2008.

В планах холдинга – сотрудничество с ведущими мировыми инженеринговыми компаниями вплоть до создания совместного производства.

Производственные мощности Уралмашзавода и ЗАО «УРБО» обеспечивают реализацию всех основных переделов в процессе производства бурового оборудования.

При изготовлении узлов буровых установок используется универсальное оборудование, оборудование с ЧПУ и обрабатывающие центры – всего более 500 единиц токарного, карусельного, фрезерного, сверлильного и шлифовального оборудования. Дополнительный станочный парк (отрезные, центральные, долбежные, протяжные, резьбонарезные, хонинговальные и специализированные агрегатные станки) расширяет технологические возможности холдинга при изготовлении запасных частей и нестандартного оборудования. Сборочный цех с шириной пролета 24 метра, оснащенный кранами грузоподъемностью до 50 тонн, слесарно-сборочный и сварочный участки,

покрасочная камера, участок консервации и упаковки замыкают цикл производства бурового оборудования. На испытательном участке собранное оборудование подтверждает свои технические характеристики.

«Уралмаш НГО Холдинг» производит контрольную сборку буровых установок перед отправкой заказчикам на двух специально оборудованных площадках.

Масштабная модернизация производства, осуществляемая при участии ОАО «Газпромбанк», и создание современных испытательных мощностей значительно расширяет технологические возможности холдинга.

Качество продукции обеспечивается всеми сотрудниками компании в процессе повседневной деятельности. Система менеджмента качества на соответствие требованиям Международного стандарта ISO 9001:2008 сертифицирована Международной организацией «Moody International» – признанным мировым лидером в области технической инспекции и услуг по сертификации. Технические характеристики изготовленного оборудования подтверждаются на испытательном участке с последующим оформлением сертификационного паспорта изделия. Все буровые установки и оборудование сертифицированы по обязательным требованиям нормативных документов в системе ГОСТ Р.

Еще одной важной сферой деятельности холдинга является сервисное обслуживание буровых установок после продажи, включающее подготовку специалистов, обеспечивающее поддержание работоспособности оборудования на месторождениях и создание сервисных подразделений и складов ЗИП в основных нефтегазодобывающих регионах России.

Основные виды услуг, предоставляемые службой технического сервиса холдинга:

- гарантийное обслуживание оборудования;
- техническое обслуживание буровых установок, эксплуатируемых на месторождениях;
- промышленная экспертиза и диагностика;
- текущий и аварийный ремонт бурового оборудования в регионах;
- капитальный ремонт;
- шефмонтаж, монтаж и наладка нового оборудования;
- повторный монтаж и наладка установленного оборудования;
- обеспечение буровых и сервисных компаний необходимыми материально-техническими ресурсами через систему региональных складов в рамках комплексных сервисных проектов;
- обучение персонала буровых компаний обслуживанию и эксплуатации современной российской буровой техники;
- модернизация морально устаревшего бурового оборудования.

«Уралмаш НГО Холдинг» является основным поставщиком бурового оборудования на рынки России и стран СНГ. В наших планах дальнейшее продвижение на рынки Ближнего, Среднего и Дальнего Востока, Северной Африки и Латинской Америки.

Наша главная цель – производство мощных и эффективных буровых установок, безопасных для окружающей среды и работающего на них персонала. **УРАЛМАШ**



Буровая установка Уралмаш 5000/320 БМ(Ч), произведенная для компании «Роснефть»



Буровые насосы УНБТ-1180



Буровая установка **Уралмаш 5000/320 ЭК-БМЧ**, сделанная для ОАО «Газпромнефть», на месторождении



Буровые установки Уралмаш 5000/320 ЭК-БМЧ-Е для компании «Eriell»





**Владимир Николаевич СЕМЕНОВ,**  
директор департамента развития ООО «ТД «Элкам-нефтемаш»

## ТЕХНОЛОГИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ ПЛАСТОВ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА

В последние годы значительно возрос интерес к технологиям одновременно-раздельной добычи (ОРД) нефти из двух пластов, что связано со стремлением нефтяных компаний интенсифицировать добычу нефти с минимальными затратами.

Разработкой технологии и оборудования для ОРД компания «ЭЛКАМ-нефтемаш» начала заниматься в 2005 г., когда был заключен договор с ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ» на проведение НИОКР по данной теме. Уже в 2006 г. технология и комплекс оборудования был разработан и поставлен на опытно-промышленные испытания.

В ходе разработки технологии ОРД были решены следующие задачи:

- обоснована возможность добычи нефти скважинными штанговыми насосами с разделением пластов пакером при существующих обсадных колоннах диаметром 146 мм;
- разработано и изготовлено оборудование для эксплуатации в данных колоннах при применении одного лифта НКТ73;
- усовершенствовано устьевое оборудование для разделения потоков жидкости;
- разработаны конструкции и освоено производство полых штанг внутренним диаметром не менее 28 мм;
- решены вопросы оснащения комплекса ОРД блоком погружной телеметрии для замера давления и температуры в подпакерном пространстве, капиллярным трубопроводом для подачи химреагентов, применяемых для борьбы с осложнениями.

### Комплекс оборудования для ОРД нескольких эксплуатационных объектов

Комплекс оборудования для ОРД нескольких эксплуатационных объектов (ОРРНЭО) предназначен для того, чтобы вести одновременный раздельный подъем нефти с двух пластов и ее раздельный учет в соответствии с ПБ 07-601-03 «Правил охраны недр». Применение технологии ОРРНЭО дает возможность повысить КИН; задействовать не вовлеченные в разработку пласты; сократить объемы бурения. Также, применяя данную технологию, можно осуществлять промывку колонны НКТ; глушение скважины; слив жидкости при подъеме оборудования и с колонны полых штанг; проводить замер давления и температуры на приеме нижнего насоса; подавать химреагенты на прием насосов.

Учитывая характеристики скважин, наибольшее применение нашли две схемы компоновки оборудования: два скважинных штанговых насоса (СШН + СШН), и штанговый и электроцентробежный насосы (ЭЦН + СШН).

В схеме СШН + СШН используются два штанговых насоса, установленных на одной оси с использованием одной колонны НКТ (рис. 1). Нижний насос ННБ представляет собой обычный трубный насос. Верхний насос 2СП – специальный, его завод «ЭЛКАМ-нефтемаш» серийно выпускает уже несколько лет. Насосы приводятся в движение колонной полых штанг одним станком-качалкой. С нижнего пласта забор жидкости производится трубным насосом типа ННБ с условным диаметром от 27 до 57 мм, с верхнего пласта – трубным специальным насосом типа НН-2СП с полым штоком и плунжером специальной кон-

струкции. Спуск цилиндров насосов производится обычным порядком на колонне НКТ. Насосы конструктивно могут выполняться для осложненных скважин: вязкие нефти, высокий газовый фактор и пр.

Производительность насосов подбирается исходя из дебита пластов. Для верхнего насоса теоретическая максимальная производительность до 60 м<sup>3</sup>/сут, для нижнего – до 50 м<sup>3</sup>/сут, минимальная подача регулируется конструктивным исполнением, числом качаний станка-качалки и длиной хода плунжера. Плунжеры насосов спускаются на колонне полых штанг.

Глубина спуска насосов, как правило, не превышает 1200 м и зависит от пластового давления и максимально допустимой депрессии, скважина не должна иметь резких перегибов. Условия работы применяемых насосов аналогичны таковым для обычных штанговых насосов.

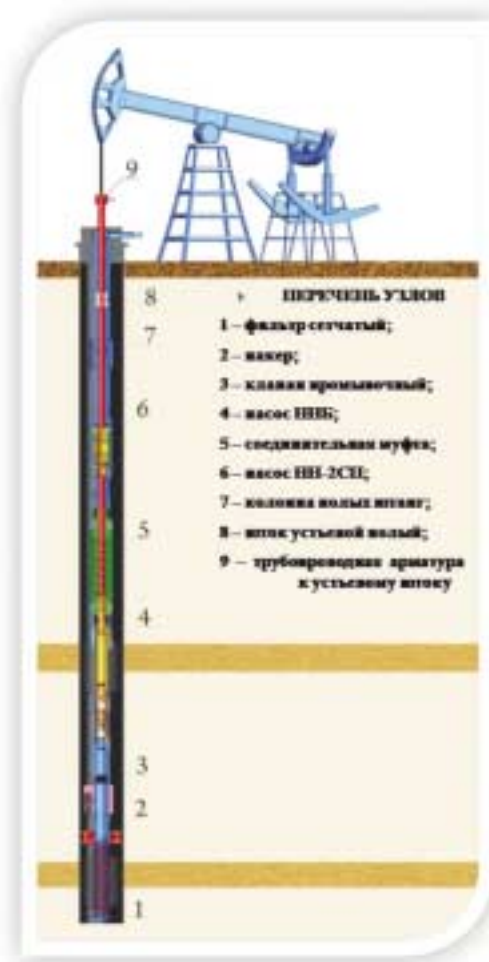


Рис. 1. Схема установки ОРРНЭО по схеме СШН + СШН

Для борьбы с АСПО предусмотрена промывка через затрубное пространство с помощью промывочного клапана, а также постоянная или импульсная подача реагентов по гибкому капиллярному трубопроводу от насосно-дозировочной станции. Комплекс ОРРНЭО оборудован кабельным глубинным комплексом для замера давления и температуры на забое.

Подача нефти с нижнего пласта осуществляется через хвостовик нижним насосом через полый шток верхнего насоса в колонну полых штанг и по полым штангам (внутренний диаметр 28 мм), через полый устьевой шток, тройник и гибкий рукав направляется в трубопровод и на узел учета. Жидкость из верхнего пласта поступает в верхний насос и подается в зазор между колонной НКТ и полый штангой и через переходник устьевого сальника в трубопровод и на узел учета.

Пласты разделяются пакером в соответствии с диаметром обсадной колонны.

Комплекс ОРРНЭО по схеме ЭЦН-СШН позволяет значительно расширить возможности добычи флюидов из одной скважины из двух пластов, когда дебиты значительны и существенно отличаются по пластам или большая глубина установки насоса. Также появляется возможность независимого регулирования производительности насосов и таким образом в процессе эксплуатации скважины, можно подстроиться под ее текущий дебит. В предлагаемой схеме (см. рис.2) ЭЦН устанавливается в подпакерном пространстве, а СШН вставного типа находится над пакером. В районе верхнего пласта размещается специальный разобщитель пластовой жидкости, который является одновременно опорой для верхнего насоса. Подача флюида с нижнего пласта осуществляется по колонне НКТ, а с верхнего по полый штанге.

Надо отметить, что при внедрении комплексов оборудования ОРД мы столкнулись с проблемами, связанными с одновременной работой двух насосов в скважине, в связи с чем, по ходу работ, схему пришлось дорабатывать. К примеру, при внедрении оборудования на скважинах с высоким газовым фактором (220-280 м<sup>3</sup>/т) были разработаны и изготовлены специальные насосы с наконечниками для перепуска газа. Для маловязких флюидов была предусмотрена специальная конструкция уплотнения в верхнем насосе – вместо уплотнения Захарова была применена конструкция уплотнения типа плунжер-цилиндр. Для борьбы со шламом и предотвращения его попадания во всасывающий клапан в нижнем насосе добавлен специальный шламоуловитель, совершенствование конструкции оборудования ОРРНЭО идет постоянно.

Для оборудования устья скважины ОРРНЭО (рис. 3) предусмотрен специальный сальник. В составе конструкции также имеется полый шток нашего производства. Внутренний диаметр штока составляет 27 мм, наружный – 42 мм.

Что касается монтажа оборудования для ОРЭ по схеме СШН + СШН, то после проведения исследований верхнего и нижнего пластов проводят перфорацию скважины в пределах их залегания с последующим проведением технологических операций по очистке и шаблонированию эксплуатационной колонны, а также работы по повышению нефтеотдачи пластов. На колонне НКТ спускают в скважину хвостовик

штовик, пакер, клапан промывочный КП, устройство герметичного перехода геофизического кабеля с манометром-термометром цилиндры насосов ННБ и НН-2СП.

На колонне полых штанг спускают плунжеры насосов ННБ и НН-2СП. Проводят подгонку и регулировку длины хода плунжеров короткими полыми штангами аналогично серийному трубному насосу. Далее проводят вызов притока, сборку устьевой арматуры и опрессовку насосов, подсоединяют выкидные трубопроводы и запускают установку в работу станком-качалкой. Замер дебитов по пластам и учет продукции производится через отдельные выкидные линии двумя счетчиками СКЖ, установленными непосредственно на устье скважины с дальнейшей подачей жидкости до ГЗУ.

Спуск оборудования в скважину по схеме ЭЦН + СШН осуществляют в следующем порядке: монтаж УЭЦН в скважине, установка пакера с разделкой кабеля, монтаж разобщителя пластовой жидкости с замковой опорой и колонны НКТ, спуск СШН на колонне полых штанг, монтаж устьевого оборудования, запуск насосов в работу.

### Преимущества технологии и комплекса оборудования ОРРНЭО ЗАО «ЭЛКАМ-нефтемаш»

- Простота конструкции, использование серийной продукции.
- Комплекс оборудования позволяет осуществлять одновременно-раздельный подъем нефти с двух пластов;
- организовать раздельный учет скважинной жидкости в соответствии с ПБ 07-601-03 «Правил охраны недр»;
- повысить коэффициент нефтеотдачи, задействовать не вовлеченные в разработку пласты;
- сократить объем бурения;
- осуществлять технологические операции: промывку колонны НКТ, глушение скважины, слив жидкости при подъеме оборудования.
- Возможность замера давления и температуры на приеме нижнего насоса в подпакерном пространстве.
- Возможность подачи химреагентов на прием насосов.

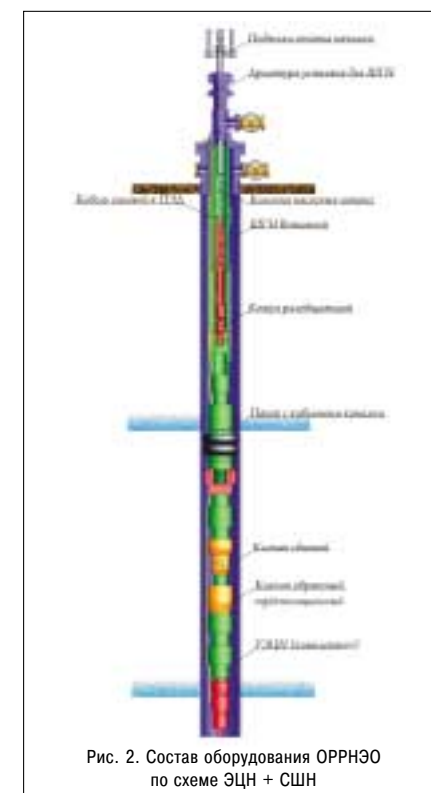


Рис. 2. Состав оборудования ОРРНЭО по схеме ЭЦН + СШН

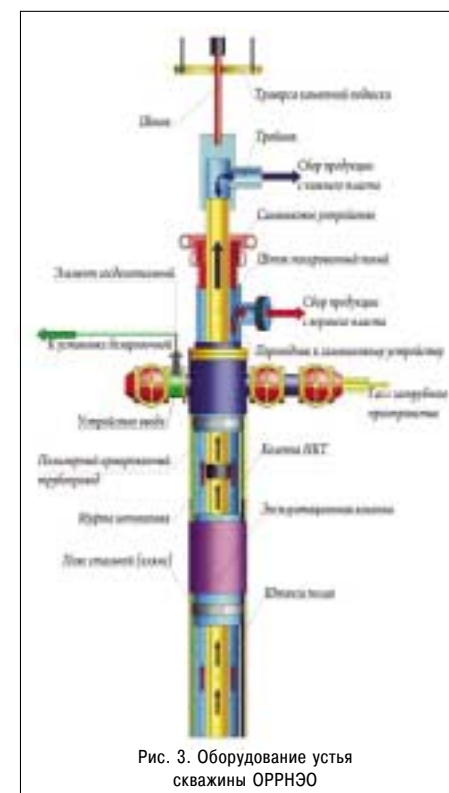


Рис. 3. Оборудование устья скважины ОРРНЭО





## МОДУЛИ СЕРИИ DCS-2000C - НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОНТРОЛЛЕРОВ ЭМИКОН

Фирма "ЭМИКОН" с 2010 года серийно выпускает модули серии DCS-2000C, являющиеся модификацией модулей серии DCS-2000.

### ПРЕИМУЩЕСТВА МОДУЛЕЙ СЕРИИ DCS-2000C:

- ◆ Увеличенное количество каналов ввода-вывода.
- ◆ Повышение производительности системы.
- ◆ Оптимизация количества каналов ввода-вывода.
- ◆ Удобство монтажа и обслуживания, установка модулей в каркас.
- ◆ «Географический» способ задания адресов модулей и каркасов контроллеров.
- ◆ Обеспечение резервирования источников питания, процессорных модулей и каналов передачи данных.
- ◆ Использование конфигуратора для оптимизации информационного обмена между модулями.
- ◆ Самодиагностика, позволяющая контролировать работоспособность модулей во время работы.

В настоящее время модули серии DCS-2000C широко используются фирмой «ЭМИКОН» при построении систем автоматизации нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов, входящих в систему АК «Транснефть».

Примерами могут служить системы автоматического пожаротушения (САП) нефтеперекачивающих станций НПС-3 и НПС-7 Балтийской трубопроводной системы БТС-II, системы автоматики (СА) и САП НПС «Сетово-2» (ОАО «Сибнефтепровод»), СА и САП НПС «Тингута» (ОАО «Приволжскнефтепровод») и СА НБ «Усть-Луга».



Россия, 107497,  
г. Москва, Щелковское шоссе, 77  
Тел./факс: +7 (495) 785-51-82,  
460-38-44, 460-40-59  
E-mail: emicon@dol.ru  
www.emicon.ru



Контроллеры, построенные на базе модулей серии DCS-2000C, предназначенные для создания централизованных и распределенных систем автоматизации, могут позиционироваться как контроллеры КЦ, так и как контроллеры УСО.

### Конструкция:

Основой конструкции контроллера является каркас, содержащий кроссовую плату, обеспечивающую подключение модулей. Максимальное количество модулей, устанавливаемых в каркас, - 28. Есть возможность объединения каркасов с помощью модулей адаптеров RP-31 и RP-32.

Каждый модуль состоит из печатной платы, корпуса, защищающего плату от механических повреждений, и лицевой панели.

### Организация:

Контроллеры, включающие модули DCS-2000C, строятся по модульному принципу. Устройством сопряжения модулей является кроссовая плата, содержащая шины питания основного и резервного источников питания, шины двух интерфейсных каналов RS-485 (основного и резервного). Протокол обмена по интерфейсным каналам - MODBUS RTU, максимальная скорость передачи данных - 981600 бит/с.

Широкая номенклатура модулей включает в себя несколько типов и модификаций ЦПУ, модулей аналогового и дискретного ввода-вывода. Модули ЦПУ имеют до пяти интерфейсных каналов ETHERNET (протокол обмена - MODBUS TCP), четыре канала RS-485 (протокол обмена - MODBUS RTU или HDLC, скорость обмена - до 2 Мбит/с), два канала низкоскоростных последовательных интерфейсов. Один канал - RS-232 (протокол обмена - MODBUS RTU, скорость обмена - 115200 бит/с). Второй канал - RS-485 (протокол обмена - MODBUS RTU, скорость обмена - 460800 бит/с).

- ◆ Максимальное количество каналов аналогового ввода токовых сигналов 0...20 мА на модуль - 12 (основная погрешность преобразования 0,1 или 0,05 % в зависимости от исполнения).
- ◆ Максимальное количество каналов аналогового вывода на модуль 0...20 мА - 4.
- ◆ Максимальное количество каналов дискретного ввода на модуль - 16.
- ◆ Максимальное количество каналов дискретного вывода на модуль - 16.

Модули УСО снабжены устройством гальванической изоляции объектной части от системной.

Система программирования контроллеров серии DCS-2000C - CONT-Designer и CoDeSys.



Модули серии DCS-2000C расширяют возможности контроллеров ЭМИКОН, удовлетворяют требованиям, предъявляемым к современным средствам автоматизации, и рекомендуются для применения в централизованных и распределенных системах автоматизации любой сложности для всех отраслей промышленности.





## Список участников номера

ООО «УК «РусГазИнжиниринг».....	2, 86	ООО «Зиракс».....	56
ООО «КРОНЕ Инжиниринг».....	5	ЗАО «Компания ИНЭКОТЕХ».....	58
ООО «БКЕ».....	7	ЗАО «КНМ».....	60
ООО «БАРТЕК Рус».....	8	ЗАО «Миреко».....	62
Emerson Process Management.....	10	Международная Выставочная Компания MVK.....	65
ЗАО «ИМС Идастриз».....	14	ЗАО НТК «МодульНефтеГазКомплект».....	66
ЗАО «Тихоокеанская инжиниринговая компания»....	18	ООО «Башкирская выставочная компания».....	69
ОАО «Азимут».....	20	ОАО НИ и ПИ «СНПП».....	70
ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ».....	22	ООО НПО «Нефтегаздеталь».....	72
АссоНефть.....	24	ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика».....	74
ООО «Заслон».....	27	ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика».....	75
ОАО «БКО».....	28	ООО НПФ «Пакер».....	76
ОАО «Борхиммаш».....	30	ООО ИКЦ «РосКон».....	81
ООО «ПСК «Буртехнологии».....	32	ЗАО «Пангея».....	82
ООО «Велко».....	34	ООО «РСЭ-трейдинг».....	84
ООО «Торговый Дом «ВолгаПромСервис».....	36	ОАО «Сатурн-Газовые Турбины».....	90
ОАО «АК ВНЗМ».....	38	Компания ITE.....	95
ООО «ГАЗХОЛОДТЕХНИКА».....	40	ЗАО «НПФ «Система-Сервис».....	96
Научно-промышленная ассоциация арматуростроителей.....	42	ООО «НПО «СПЕКТРОН».....	99
ЗАО «Октопус».....	43	ЗАО «ФИРМА «СОЛИД».....	100
ООО «НПП «Герда».....	44	ООО НПП «Технопроект».....	102
ОАО «Гипростокнефть».....	46	Группа компаний Траст.....	104
ОАО «Гипрокаучук».....	50	ООО «Уралмаш НГО Холдинг».....	106
ООО «Донгеофизика».....	52	ООО Торговый дом «ЭЛКАМ-нефтемаш».....	110
ООО «Завод альтернативных бетонных технологий».....	54	ЗАО «ЭМИКОН».....	112
		ООО «Камышинский Опытный Завод».....	115
		ООО «Торговый Дом «УКАЗ».....	116

# ООО «КАМЫШИНСКИЙ ОПЫТНЫЙ ЗАВОД»

### НЕФТЕНАЛИВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- Нижний слив ж/д вагонов УСН-150, 175, 200;
- Верхний налив(слив) ж/д вагонов УНЖ6-100;
- Верхний налив в автоцистерны АСН 80-02, АСН-100;
- Счетно-дозировочный комплекс СДК;
- Налив(слив) в речные и морские танкеры СР-250  
8,6м; 12м; 15м.

### Дополнительные возможности:

- Паровая рубашка;
- Электрообогрев;
- Телескопический гидромонитор;
- Герметизированный верхний налив с отводом паров;
- Ручное, автоматическое и электронное управление  
наливом(сливом).

### Наши конкурентные преимущества:

Специализация предприятия в области слива-налива нефтепродуктов, мобильность, постоянное применение новых технологий и нестандартных решений, складская программа.



403888, Волгоградская обл.,  
г. Камышин, ул. Кубанская, 10  
тел. (84457) 9-57-47  
тел./факс (84457) 9-20-60, 9-61-32  
e-mail: info@koz.ru

[www.koz.ru](http://www.koz.ru)





**ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «УКАЗ»**

ОФИЦИАЛЬНЫЙ И ПОЛНОМОЧНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ  
АО «УСТЬ-КАМЕНОГОРСКИЙ АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД»



**АРМАТУРА ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ**

**АРМАТУРА  
ОБЩЕПРОМЫШЛЕННОГО  
НАЗНАЧЕНИЯ**

**НЕФТЕПРОМЫСЛОВЕЕ  
ОБОРУДОВАНИЕ**

**КРАНЫ ШАРОВЫЕ**



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ,  
123242, Г. МОСКВА, ПЕР. КАПРАНОВА, Д.3, СТР.2.  
ТЕЛ.: +7 (495) 642-09-76, ФАКС: +7 (495) 642-09-77  
E-MAIL: INFO@TD-UKAZ.RU, WWW.UKAZ.KZ