



ИНТЕНСИФИКАЦИЯ
ДОБЫЧИ НЕФТИ

АСДУ
БЕЗ ГРАНИЦ

ТЕХЭКСПЕРТ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

[1-2] 2016

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

КОНТРОЛЬ РАБОТЫ СКВАЖИН



Входит в перечень ВАК

Клинкманн (в статусе Wonderware Russia) –

независимый партнер и авторизованный дистрибьютор программного обеспечения Wonderware by Schneider Electric на территории РФ.

Wonderware – это программные решения для управления технологическими и производственными процессами добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья:

- Информационное обеспечение процесса разработки нефтепромыслов;
- Система поддержки принятия решений и производственной отчетности;
- Интеллектуальное управление фондом скважин ПДД и добычного фонда

ПЛК + ЧМИ в **ОДНОМ** устройстве

Бесплатное ПО ■ Бесплатная техническая поддержка ■ Бесплатный удаленный доступ / VNC поддержка
 ■ Отличный вариант по программе замещения санкционной продукции



Vision350™

Компактный дизайн, полный набор функций

ПЛК - все в одном с дисплеем 3,5" встроенный ввод/вывод: дискретный, аналоговый, температурный

Vision570™

Отличное соотношение цены и производительности

ПЛК с дисплеем 5,7" широкий спектр модулей ввода/вывода и коммуникационных опций

UniStream™

Новое поколение ПЛК. Все в одном, модульный и расширяемый.

Снижает сроки программирования на 50%



Klinkmann –

Поставщик программных решений от Wonderware by Schneider Electric (системы АСУТП, SCADA, MES и др.);

Эксклюзивный дистрибьютор Unitronics – ПЛК с интегрированной панелью оператора

Система ночного видения с функцией распознавания пешеходов



Информационная система MMI Navigation plus



Адаптивный круиз-контроль



Восьмиступенчатая коробка передач



Новый Audi Q7

Современные рычаги управления в ваших руках

Новый Audi Q7 гарантирует абсолютную уверенность за рулем в любой ситуации. **Адаптивный круиз-контроль** в сочетании с **ассистентом движения в пробке** обеспечивают комфорт и безопасность при затрудненном движении в городе. **Ассистент прохождения поворотов** и **система ночного видения** с функцией распознавания пешеходов помогают своевременно предотвратить опасные ситуации на дороге, а управляемая задняя подвеска делает автомобиль невероятно устойчивым и маневренным даже на высоких скоростях. Инновационная виртуальная приборная панель **Audi virtual cockpit** и информационная система **MMI Navigation plus** с сенсорной панелью MMI touch помогут вам интуитивно и легко управлять всеми функциями навигационных и информационно-развлекательных систем.

Хотите убедиться?

Ауди Центр Север

Ленинградское шоссе, 63Б
(495) 785 27 27
www.audi-sever.ru

Vorsprung durch Technik 

АСДУ без границ



Продление жизни интеллектуальной системы

14

20

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	6
Отдадим в добрые руки	8
Татнефть и ТАНЕКО приватизируют	10
Нефтяные компании снизят инвестиции в добычу	10
Первая строчка Все о главных событиях месяца	12
Контроль работы газовых и газоконденсатных скважин	26
Автоматизация процессов нефтепереработки с использованием современных средств разработки	34
Пожарная безопасность: эффективные решения в условиях новой экономической реальности	46

Интенсификация добычи нефти



38

Нефтегазоперспективность Мальтийского шельфа



42

Тепловой режим трубопровода



56

Автоматизированная система
оперативно-диспетчерского
управления «НКНХ» на базе
Wonderware

48

Предприятие, построившее
отрасль

52

Национальные стандарты РФ
в области преднамеренных
силовых электромагнитных
воздействий

60

Спуск обсадных колонн
и хвостовиков в скважины
с большими отходами
от вертикали

66

«Техэксперт»: сделано в России

74

McCoys Global: О компании

76

Биохимический контроль



78

Учет расхода пластовой воды в процессе нефтедобычи



70

Россия в заголовках

86

Хронограф

О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

88

Календарь событий

89

НЕФТЕГАЗ *Life*

92

Специальная секция
Классификатор продукции
и услуг в НГК

94

Цитаты

100

Альянсы энергетической безопасности



82

166 лет назад

В 50-х годах XIX в. газ по Москве развозили от заводов до магазинов в железных цилиндрах, установленных на каретах.

153 года назад

В 1863 году во дворе Малого театра, со стороны Неглинной улицы, был построен небольшой газовый завод для освещения Большого и Малого Императорских театров.

76 лет назад

В 1940 году добычей занимался Наркомат нефтяной промышленности, т.к. большая часть добываемого в СССР газа приходилась на попутный газ, полученный на нефтяных месторождениях. Самая большая добыча газа была в Азербайджане – 77,6% общесоюзной добычи. На втором месте стояла Украина – 15,4%. В России тогда было добыто всего 210 млн м³ – 6,5%.

75 лет назад

В 1941 году появились первые результаты начатого за год до войны бурения в Елшанке. В 18 км от Саратова геологи обнаружили богатейшие по тем временам запасы природного газа. 28 октября с глубины 307 м ударил фонтан первого в области месторождения природного газа.

73 года назад

В 1943 году в СССР принимается принципиальное решение о строительстве первого дальнего газопровода. Он должен был поставлять газ из Елшанки в Москву.

72 года назад

В 1944 году приказом НКВД в составе ГУАС НКВД было организовано Управление строительства газопровода Саратов–Москва. На строительстве было занято 75 тыс. человек.

70 лет назад

В 1946 году в районе Сенгиля, в 18 км от Ставрополя, Министерство геологии пробурило крелиусную скважину глубиной 420 м, которая дала газовый фонтан с суточным дебитом 60 тыс. м³ и большим пластовым давлением.

69 лет назад

17 августа 1947 года «за успешное выполнение заданий Правительства по строительству газопровода Саратов-Москва и организацию снабжения газом городов Москва и Саратов» были награждены орденами и медалями около 550 человек.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова

Ответственный секретарь
Татьяна Петрова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Артем Аракелов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова

reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Ксения Волкова

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

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

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



АНТИПИНСКИЙ
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ
ЗАВОД

Уважаемый Геннадий Алексеевич!

От всей души поздравляем Вас с 65-летием!

Мы рады отметить, что находясь во главе предприятия с момента его основания, Вы создали команду настоящих единомышленников – энергичных, полных энтузиазма, целеустремленных и высококвалифицированных специалистов, объединенных главной целью – успешным развитием Антипинского НПЗ. Под вашим руководством завод снабжает огромный регион необходимыми продуктами нефтепереработки самого высокого качества.

Сегодня Антипинский НПЗ является единственным независимым от ВИНКов промышленным нефтеперерабатывающим заводом, построенным с нуля за последние более чем тридцать лет.

За 9 лет своего существования Антипинский НПЗ переработал 28 млн тонн нефти, из них в 2014 г. более 6,2 млн тонн, а в 2015 г. более 8,1 млн, что демонстрирует значительную динамику развития предприятия.

В настоящее время завод нарастил свою мощность до отметки более 9 млн тонн нефти в год и осуществляет выпуск дизельного топлива Евро-5, соответствующего высшим международным стандартам. Запуск цеха сжиженных углеводородных газов позволил предприятию начать отгрузки товарного автомобильного сжиженного газа.

За время поэтапного введения в эксплуатацию технологических очередей завода была также построена и расширена вспомогательная инфраструктура. В частности, введен в эксплуатацию участок готовой продукции для отгрузки светлых нефтепродуктов; в связи с необходимостью

расширения пропускной и провозной способности железнодорожного путевого развития был запущен новый парк приема-отправки темных нефтепродуктов. Отдельно стоит отметить вклад предприятия в улучшение экологической обстановки – на заводе функционируют современные пятиступенчатые очистные сооружения, аналогов которым в регионе нет.

Успехи Антипинского НПЗ отмечены различными наградами, в том числе дипломом главной Международной экологической премии "Global Eco Brand" в номинации «Лидер социально и экологически ответственного бизнеса».

Все эти достижения были бы невозможны без компетентного и вдумчивого управления, творческого подхода, ответственных и смелых в нужную минуту решений руководителя предприятия.

Свой юбилей Вы встречаете на большом подъеме, который знаменует не только производственными достижениями. Сотрудники НПЗ всегда ощущают Вашу поддержку и понимание, которые помогают развиваться нашему заводу.

Примите, Геннадий Алексеевич, сердечные поздравления! Пусть удача сопровождает Вас во всех делах и начинаниях. Желаем Вам бодрости духа, семейного благополучия, здоровья – и все это пусть сопутствует Вам многие, многие годы!

*С благодарностью и признательностью,
коллектив АО «Антипинский НПЗ»*





Дыры в бюджете покроеет
продажа госактивов



В. Путин обсудил условия приватизации
с главами госкомпаний



В начале года Роснефть стоила в полтора
раза дешевле, чем приобретенная ею ТНК-ВР



К приватизации привлекут иностранных инвесторов

ОТДАДИМ В ДОБРЫЕ РУКИ

Анна Павлихина

Оголтелый экспорт углеводородов рано или поздно должен был привести к тому, к чему привел – стопроцентной зависимости от цены на нефть и экономическому коллапсу. Вследствие падения цены на нефть и снижения курса рубля, в федеральном бюджете образовалась прореха, залатать которую остается только средствами от распродажи госсобственности.

По словам Д. Медведева, продажа пакетов акций госкомпаний поможет стабилизировать бюджет. Несмотря на то, что подобная мера в нынешних условиях не только способна лишь отчасти и только на время изменить ситуацию, в начале февраля В. Путин собрал глав крупнейших госкомпаний («Роснефть», «Башнефть», АЛРОСА, «Совкомфлот», ВТБ, РЖД и «Аэрофлот»), чтобы обсудить принципы предстоящей приватизации. После этого советник президента отметил, что если приватизацию действительно получится провести на названных президентом принципах, то она может быть эффективной. Так бы оно и было, если бы принципы не противоречили ситуации и сами себе.

В числе прочих, В. Путин потребовал учесть конъюнктуру и тенденции рынка и не допустить продажи госактивов «за бесценок». Но как это сделать? Сегодня цена компаний в два-три раза ниже реальной. Так, в начале года «Роснефть» стоила в полтора раза дешевле, чем приобретенная ею три года назад ТНК-ВР. В условиях санкций и падения курса рубля почти все российские госкомпании сильно подешевели.

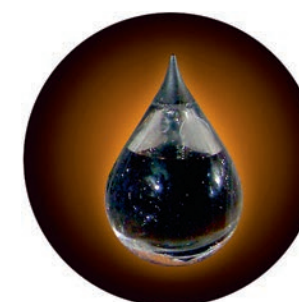


Другое обязательное требование – разрешить покупку акций только тем инвесторам, которые имеют четкий план развития, и при этом сохранить контрольный пакет акций за государством: «в результате приватизации государство не должно потерять контроль над стратегически важными предприятиями. Подчеркну, контрольный пакет акций системообразующих компаний с госучастием нужно, во всяком случае сегодня, сохранять в руках государства» – сказал В. Путин.

В результате, менеджмент останется прежним и четкий план инвестору вовсе не понадобится. Этот же принцип нивелирует и упование сторонников разгосударствления на то, что новый менеджмент будет более эффективен в управлении компанией.

По оценкам экспертов дефицит в бюджете сегодня составляет порядка 2 трлн рублей. Выручка от продажи госактивов может составить в пределах одного трлн.

Следует упомянуть, что приватизация 2016 года – мероприятие плановое, и намечено оно было еще несколько лет назад. Но план ради плана никому пользы не принесет. Нельзя распродавать государственную собственность только ради покрытия бюджетных прорех. Сегодня, когда не только российская, но и вся мировая экономика находится в кризисе, компании могут быть проданы только по крайне низкой, не рыночной цене. И в ближайшее время не стоит ждать, что их цена вырастет. Кроме того, нефтегазовые компании – основные источники пополнения бюджета и единоразовые вливания в него от их продажи, при нынешних условиях, пользы не принесут. ●



ТАТНЕФТЬ И ТАНЕКО ПРИВАТИЗИРУЮТ

Правительство Татарстана планирует приватизировать Нижнекамскнефтехим, Татнефть и ТАНЕКО. Предполагается, что инвесторам будут предложены доля участия 22,088% Нижнекамскнефтехим, 4,31% Татнефти и 9% ТАНЕКО. Приватизация проводится для привлечения инвестиций в производственно-инновационные структуры, оптимизации состава и структуры государственного имущества, формирования доходов бюджета республики.

Власти региона владеют долей участия 28,6% в Нижнекамскнефтехим, 33,595% в Татнефти и 9% в ТАНЕКО. И если в республике уже определились с планом приватизации, в правительстве РФ еще нет. 1 февраля 2016 г. В. Путин поручил доработать список компаний, которые могут быть приватизированы, чтобы в будущем обсудить этот вопрос еще раз более предметно.

НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ СНИЗЯТ ИНВЕСТИЦИИ В ДОБЫЧУ

В России в 2016 г., по оценкам Минприроды, объем инвестиций в геологоразведку (ГРП) со стороны государства уменьшится на 10–15%. Урезание инвестпрограмм наметили крупные российские нефтегазовые компании.

У Газпрома объем освоения инвестиций в 2016 г. составит 842 млрд руб., что на 200 млрд руб. меньше показателя 2015 г. Инвестпрограмма Газпром нефти в 2016 г. составит 362 млрд руб., что ниже скорректированной инвестпрограммы на 2015 г. Инвестиционная программа Транснефти в 2016 г. снизится на 11% – до 339,534 млрд руб.

Международное энергетическое агентство (МЭА) прогнозирует, что в 2016 г. инвестиции нефтегазовых компаний в добывающие проекты могут сократиться.

В 2015 г. инвестиций в нефтедобывающие проекты в мире сократились в 2015 г. на 20%. По прогнозу МЭА, в 2016 падение инвестиций нефтегазовых компаний в добывающие проекты в мире продолжится и составит 16%. Причем сокращение может быть еще более существенным, если цена на нефть не вырастет.

В январе 2016 г. мировые поставки нефти сократились на 0,2 млн барр/сутки и составили 96,5 млн барр/сутки. МЭА прогнозирует, что в 2016 г. темпы роста спроса на углеводороды будут незначительными – 1,2 млн барр/сутки по сравнению с 1,6 млн барр/сутки в 2015 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Кто больше пострадает от разрыва русско-турецких отношений?

До недавнего времени Россию и Турцию связывали активные, взаимовыгодные отношения. Они распространялись и на торговлю, и на туристический бизнес, и на совместные экономические проекты. Сегодня вчерашние друзья, на радость третьим силам, разрывают все партнерские отношения. Кто потеряет больше, Россия или Турция?

26%

Россия, т.к. заморозка «Турецкого потока» поставит ее в зависимость от ГТС Украины

35%

Турция, т.к. Россия была для нее премиальным рынком сбыта

8%

Россия, т.к. Турция может запретить РФ снабжать военную базу через Босфор, что затруднит ее действия в Сирии

9%

Турция, т.к. ей придется покупать более дорогой газ в Катар или Азербайджане

23%

Русские туристы, т.к. теперь им совсем некуда ехать на новогодние праздники

Какой проект по газу получит развитие в 2016 г.?

В декабре 2015 г. угодил под сукно проект, на который возлагали немалые надежды покупатели и продавцы российского газа, – Турецкий поток. Ровно за год до этого такая же участь постигла Южный поток. Сегодня ключевым направлением экспорта газа из России считается Северный поток-2, но, возможно, нынешнее состояние мировой экономики не время масштабных строек?

4%

Южный поток

1%

Турецкий поток

71%

Северный поток-2

24%

Кризис – не лучшее время для освоения новых маршрутов

Мир технологий
пожарной безопасности

ГК «Пожнефтехим» –
эксперты в области создания
установок пенного пожаротушения
и водяного охлаждения

e-mail: mail@pnx-spb.ru
www.pnx-spb.ru

ООО «Пожнефтехим» Санкт-Петербург Тел.: +7 (812) 309 9109	ООО «Пожнефтехим-Комплект» Москва Тел.: +7 (499) 703 0132
---	---

События

Запуск нового производства
Отмена пошлин
Северный поток
Выборы президента
Обвал рынка акций
Газовые войны
Сливающие капиталов
Новый глава Роснефти

Арктическая океанографическая экспедиция

В составе гидрографической службы Северного флота (СФ) сформирована и начала работу Арктическая океанографическая экспедиция. Она будет заниматься исследованиями акватории Северного Ледовитого океана и территорий российских арктических островов. Возглавил новую структуру капитан 2 ранга А. Шаромов.

В состав экспедиции вошли как военные, так и гражданские специалисты, имеющие различный опыт высокоширотных исследований.

В их числе геофизики, гидрологи, топографы и представители других специальностей.

Новое формирование стало правопреемницей Северной гидрографической экспедиции, которая в течение 87 лет осуществляла исследовательскую деятельность в высокоширотных районах Северного Ледовитого океана. Результатом ее работы стало создание навигационных морских карт, пособий и руководств для плавания в

Арктических морях. Также была создана геоморфологическая картина дна Северного Ледовитого океана и его геофизических полей.

Удалось обнаружить и описать более 150 географических объектов, в том числе одну из самых крупных форм рельефа дна в районе хребта Гаккеля – гору Ленинского Комсомола. 43 открытых объекта получили имена гидрографов и судов Северного флота.

Всего в результате проведения 29 высокоширотных воздушных и 24 подводных экспедиций Арктический бассейн был изучен практически на 85% от его общей акватории. Изучением оставшейся части займутся специалисты новой Арктической океанографической экспедиции СФ.

В 2016 г. экспедиции предстоит выполнить работы на островах архипелагов Земля Франца-Иосифа, Новая Земля, Северная Земля, Новосибирские острова, в Баренцевом и Карском морях.

При этом приоритет будет отдан районам, где исследования ещё не производились.

Россети построили 60 км ЛЭП

В 2015 г. специалисты Сочинского филиала Кубаньэнерго построили около 60 км линий электропередачи распределительной сети и установили 55 трансформаторных подстанций для подключения новых потребителей.

При установке трансформаторных подстанций и строительстве линий электропередачи применяются современные технологии и материалы. В частности, трансформаторы с низким уровнем шума, экологичное и безопасное элегазовое оборудование, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, прочные и обладающие высокой пропускной способностью. На воздушных линиях чаще всего



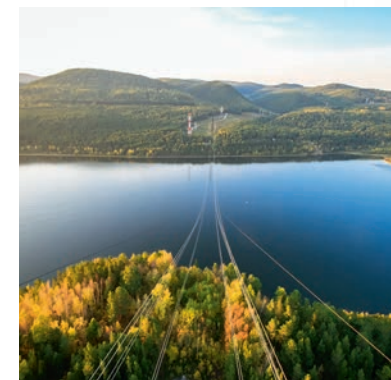
смонтирован СИП – самонесущий изолированный провод. Его преимущества по сравнению с голым металлическим проводом очевидны: изоляция защищает СИП от механических повреждений, исключает возможность коротких замыканий и несанкционированного подключения к сети и самое главное – позволяет снизить риск электротравматизма. ●

Продажа квот

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Юзевский поток
Цены на газ
Северный поток достроили
Вторая волна кризиса
Торги на бирже
Дошли руки до Арктики

Электрификация Красноярского края

Федеральная сетевая компания (ФСК) построит линию электропередачи 220 кВ Аба拉克овская – Енисей в Красноярском крае. Новая ЛЭП появится за счет реконструкции действующей 220 кВ Аба拉克овская – РП КЗТЭ, от которой ФСК построит участок 17 км до подстанции Енисей и будет подключена к недавно построенной подстанции 500 кВ Енисей.



Сегодня уже смонтирована половина из необходимых энергообъекту металлических опор. Общая протяженность новой ЛЭП составит 245 км.

Северные территории Красноярского края получают электроснабжение по магистральным линиям от Богучанской ГЭС, Назаровской ГРЭС и из центрального энергоузла: от подстанции 220 кВ Новокрасноярская через распределительную подстанцию КЗТЭ.

Куюмба-Тайшет отложили до 2030 г.

Строительство магистрального нефтепровода Куюмба-Тайшет будет реализовано в 2 этапа. Первая очередь мощностью 8,6 млн тонн будет введена в эксплуатацию в 4 квартале 2016 г. Второй этап предусматривает проектирование и строительство нефтепровода для увеличения пропускной способности до 15 млн тонн с завершением работ в 4 квартале 2023 г.

Изменения были связаны с тем, что «Роснефть» и «Газпром нефть» подали в «Транснефть» заявки на сдачу нефти в строящийся трубопровод Куюмба-Тайшет в объеме 660 тыс. тонн в 2017 г. с увеличением до 4,1 млн тонн – в 2019 г.

30 декабря 2015 г. «Транснефть» сообщила о том, что инвестиционная программа компании в 2016 г. снизится на 11% – до 339,534 млрд рублей. Сроки запуска некоторых объектов из-за сокращения инвестпрограммы пришлось сдвинуть. Так, срок окончания реализации проекта Куюмба-Тайшет перенесен на 2023 год с 2020 г.

Объем инвестиций в 2016 г. составит 23,83 млрд рублей против 32,95 млрд рублей в 2015 г.

«Транснефть» начала строительство магистрального МНП Куюмба-Тайшет в декабре 2013 г. Пропускная способность МНП Куюмба-Тайшет составит 15 млн т/год нефти. Общая протяженность нефтепровода (без учета километров резервных ниток подводных переходов) составит 695,2 км, в том числе 506,4 км – по территории Красноярского края (в Эвенкийском, Богучанском и Нижнеингашском районах) и 188,8 км – в Иркутской области.

Планируется, что МНП Куюмба-Тайшет в дальнейшем позволит подключить к системе ВСТО (Восточная Сибирь – Тихий океан) разрабатываемое Роснефтью Юрубчено-Тохомское и Славнефтью – Куюбинское месторождения расположены в Красноярском крае. ●

АСДУ без границ

Преодоление архитектурных ограничений программно-вычислительных комплексов в автоматизированной системе диспетчерского управления

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВОПРОС АКТУАЛИЗАЦИИ НАКОПЛЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ В АСДУ. ВЫДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПО, ПРЕДЛОЖЕНА АРХИТЕКТУРА СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРЕДСТАВЛЕН КРАТКИЙ ОБЗОР ПЛАТФОРМ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ВЕБ-КОМПОНЕНТЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ РАЗНОРОДНЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ, ОПИСАНЫ ЭТАПЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ПВК «ВЕСТА», НАМЕЧЕНЫ ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ

THIS PAPER DISCUSSES ISSUES OF UPDATING OF THE AUTOMATED DISPATCH CONTROL SYSTEM SOFTWARE. THE AUTHOR OUTLINES CORE CHALLENGES OF THE EXISTING SOFTWARE, OFFERS CLOUD BASED SYSTEM ARCHITECTURE, AND PROVIDES BRIEF REVIEW OF PLATFORMS INTENDED FOR THE DEVELOPMENT OF WEB-COMPONENTS SUPPORTING INTERACTION OF HETEROGENEOUS SOFTWARE COMPLEXES, DESCRIBES ALL STAGES OF VESTA PVK MODERNIZATION, AND DISCUSSES WAYS OF FURTHER DEVELOPMENT

Ключевые слова: программно-вычислительные комплексы, облачные технологии, АСДУ, транспорт нефти и газа.



Леонов Дмитрий Геннадьевич,
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.т.н., доцент каф. АСУ



Папилина Татьяна Михайловна,
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, ассистент каф. АСУ, аспирант

Диспетчерское управление (ДУ) трубопроводным транспортом нефти и газа – сложный непрерывный технологический процесс, предъявляющий высокие требования к АСУ, в том числе, к её программному обеспечению. На каждом уровне ДУ применяются специализированные прикладные программные средства, являющиеся сложными системами, которые решают такие задачи, как:

- структурированное хранение данных;
- направленный поиск и представление в произвольной форме информации для анализа текущих и ретроспективных режимно-энергетических показателей;
- решение режимно-технологических задач адаптивного моделирования, оптимального планирования и прогнозирования режимов работы трубопроводных систем.

Ключевым компонентом подобных комплексов является подсистема моделирования, эффективная реализация которой требует решения ряда научно-инженерных задач. В основе разработки специализированного ПО лежат исследования в областях системного анализа, автоматического и автоматизированного управления, теории принятия решений,

оптимального управления сложными системами, современных информационных технологий. Теоретические основы построения АСДУ были разработаны еще несколько десятилетий назад, когда началось создание и внедрение первых специализированных систем. Часть внедренных программно-вычислительных комплексов автоматизированных систем диспетчерского управления (ПВК АСДУ) эксплуатируется и в настоящее время, развиваясь и совершенствуясь.

В последнее десятилетие разработка ПО перешла от разработки стационарных программ к разработке ПО как услуг (Software as a Service, SaaS) на основе облачных технологий. Данный переход является результатом совокупности факторов:

- Появление и широкое распространение многоядерных процессоров привело к противоречию существующей массовой парадигмы программирования – создание последовательных программ – с многоядерностью и многопроцессорностью.
- Увеличение разрыва в производительности клиентских и серверных ЭВМ. Создание высокопроизводительных ЦОД позволяет не только снизить требования к клиентским



устройствам, но и решать задачи, превосходящие ресурсоемкостью возможности отдельных рабочих станций.

- Ускорение цикла разработки ПО до практически непрерывного: разработчики стараются по возможности поддерживать контакт с пользователями для улучшения своего продукта. Идет взаимовыгодное сотрудничество: пользователи оперативно получают обновления, а разработчики – отчеты об ошибках и пожеланиях. Однако это ведет к проблеме быстрого и прозрачного для пользователей получения обновлений.
- Развитие мобильных устройств и сетей передачи данных, методов и средств защиты передаваемой информации дает возможность организации удалённого доступа к информации практически в любой момент.
- Расширение списка клиентских устройств за счет мобильных телефонов и планшетных компьютеров, имеющих отличные от персональных компьютеров характеристики и программно-аппаратную платформу, усугубило проблему переносимости ПО с одной платформы на другую.

На первых этапах построения ПВК разработка, как правило, ведется рабочими группами небольшого размера, причем работа нередко носит инициативный характер. Для этих этапов характерно отсутствие должного внимания к документированию и формализации проектирования, поскольку основные усилия разработчиков

направлены на реализацию ключевых функциональных возможностей.

После перехода к промышленному использованию перед разработчиками встает ряд проблем как организационного, так и технологического характера, связанных с необходимостью технической поддержки и сопровождения комплексов, наращиванию функциональности, а также интеграции в существующие системы. Принимаемые на данном этапе проектные решения наиболее критичны для дальнейшего развития ПВК. Целесообразен переход на итеративную или спиральную модель разработки.

Решаемые проблемы зачастую вступают в противоречие между собой: применение современных информационных технологий и необходимость обеспечения обратной совместимости с существующим парком вычислительной техники; быстрое прототипирование с использованием средств быстрой разработки (RAD) и необходимость обеспечения высокой вычислительной производительности; увеличение числа задач, востребованных пользователями, и борьба с перегруженностью пользовательского интерфейса.

Рост размерности решаемых задач повышает требования к вычислительным мощностям, в частности, к объёму памяти. В существующих ПВК в оперативную память процесса загружается полная объектная модель, с которой и происходит дальнейшая работа.

Механизм сохранения объекта в виде байтовых последовательностей с последующим восстановлением называется сериализацией. Сериализация решает задачу устойчивости объекта – одной из важнейших характеристик объектно-ориентированного подхода, обеспечивающей возможность его существования во времени и пространстве независимо от процесса, породившего объект. Кроме того, сериализация обеспечивает максимальное быстродействие, но по мере роста числа объектов и задач, связанных с обработкой нестационарных процессов на длительных интервалах времени, такое решение становится неприемлемым из-за ограничений на доступные объёмы оперативной памяти и необходимо совершать переход к новым способам организации хранения и работы с данными.

Помимо технических вопросов построения программных комплексов, возрастает роль инструментальных средств, обеспечивающих совместную разработку и контроль версий, автоматизированное тестирование и документирование, создание виртуальных полигонов, соответствующих пользовательским конфигурациям, автоматизированную обработку кода в целях обеспечения локализации и кроссплатформенности, особенно актуальной в условиях политики импортозамещения и ограничений на использование иностранного аппаратного и программного обеспечения.

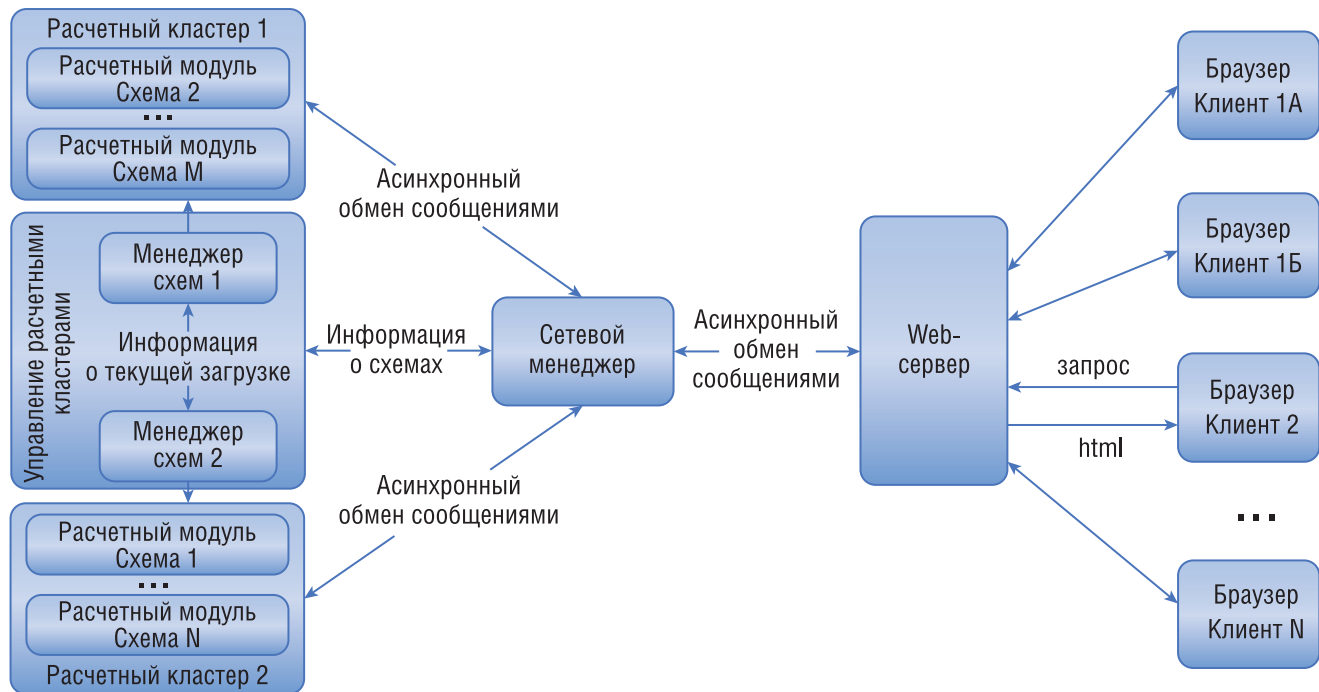
Переход на распределённую модель взаимодействия

Решением отдельных проблем стали концепция открытых стандартов и спецификаций для разработчиков ПО и развертывание ПО в высокопроизводительных ЦОД (облаках) с предоставлением доступа функциональности через тонкие клиенты.

На данный момент в России отсутствует стандарт, определяющий понятие «облако», наиболее распространённое определение облачным технологиям было сформулировано в 2011 г. в рекомендациях Национального института стандартов и технологий США (НИСТ). Согласно рекомендациям НИСТ, облако

УДК 004.4

РИСУНОК 1. Общая архитектура системы



должно удовлетворять следующим критериям:

- самообслуживание по требованию (self-service on demand);
- доступ по сети для любых тонких и толстых клиентов;
- объединение ресурсов (англ. resource pooling);
- эластичность, или масштабируемость;
- учёт объёма предоставленных услуг.

Таким образом, облако даёт возможность потребителю самостоятельно получать доступ с практически любого клиентского устройства в тот момент времени и к тому набору услуг, когда ему это необходимо, без необходимости взаимодействия с поставщиком услуг.

В свою очередь поставщики услуг объединяют ресурсы в единый пул, с возможностью динамического перераспределения ресурсов в зависимости от количества клиентов. Объём предоставляемых услуг конкретному клиенту контролируется, как правило, автоматически и может быть изменен по требованию клиента. При этом поставщиком ведется учёт объёмов предоставленных услуг.

Построенная на основе этих принципов архитектура подсистемы в рамках АСДУ может быть

представлена следующим образом (рисунок 1).

Основными компонентами системы являются:

- расчётные комплексы;
- менеджеры схем, отвечающих за запуск комплексов с заданной схемой и обеспечивающих равномерную нагрузку между доступными вычислительными мощностями;
- веб-приложение, связывающее тонкие клиенты с расчётными комплексами, осуществляющее контроль доступа клиентов к задачам в соответствии с матрицей полномочий и ведущее учёт клиентских сессий;
- сетевой менеджер, осуществляющий взаимодействие между компонентами системы;
- тонкие клиенты, в качестве которых выступают веб-браузеры.

Архитектура системы позволяет организовывать через веб-приложение взаимодействие как между ПВК одного уровня ДУ, так и между ПВК смежных уровней управления [1].

Сравнительный обзор платформ разработки веб-приложений

Выбор платформы разработки веб-приложения основывался на следующих критериях:

1. Отказоустойчивость веб-сервера.
2. Уровень защищенности и безопасности веб-приложений: сервер является важным функциональным звеном в любой клиент-серверной системе, наличие уязвимостей в серверных компонентах делает уязвимой всю систему.
3. Уровень развития и сопровождения: выбранная платформа должна оперативно включать поддержку новых возможностей и технологий.
4. Механизмы разработки модульных приложений: возможность разработки сложных модульных проектов, с поддержкой параллелизма и многопоточности.
5. Кроссплатформенность: возможность использования веб-серверов под управлением основных ОС.
6. Стоимость разработки и развёртывания.
7. Совместимость с технологиями построения других компонентов среды: хотя взаимодействие компонентов можно организовать через универсальные протоколы, использование однородных технологий помогает не только ускорить обмен информацией между компонентами, но и дает возможность повторного использования кода в разработке смежных компонентов.

8. Использование распространенных языков программирования: использования специализированного языка программирования повышает порог вхождения в разработку и затрудняет процесс сопровождения.

В качестве альтернатив рассматривались наиболее популярные платформы по данным W3techs.com: PHP (более 80%), ASP.NET (около 16%) и Java (примерно 3%).

Основными преимуществами PHP являются свободное распространение, низкий порог вхождения, широкий набор возможностей за счет подключаемых модулей и возможность использования веб-сервера под всеми основными ОС. Кроме того, PHP – скриптовый язык без строгой типизации, отсутствие которой можно отнести и к плюсам, и к минусам языка, в зависимости от решаемой задачи, уровня квалификации и профессиональных предпочтений. Как скриптовый язык PHP также проигрывает компилируемому языку в производительности. Кроме того, недостатками являются отсутствие обратной совместимости между разными версиями платформы, отсутствие многопоточности и средств синхронизации для совместного доступа к ресурсам. Основная же проблема лежит в области безопасности: примерно четверть уязвимостей, собранных в базе National Vulnerability Database с 1996 г. связаны с PHP. Это объясняется не только долгой историей и огромной популярностью технологии, но и ее относительной простотой: в результате отдельные расширения пишутся

программистами невысокой квалификации, которые допускают ошибки и не уделяют должного внимания безопасности своих модулей.

Плюсами Java-приложений является кроссплатформенность и масштабируемость: за счет использования Java Virtual Machine, приложения выполняются одинаково на различных устройствах, независимо от программно-аппаратной платформы. Область применения Java распространяется от встраиваемых устройств и мобильных устройств до корпоративных серверов и суперкомпьютеров, хотя её использование на персональных компьютерах распространено не так широко. Особенно широко используется Java в корпоративном секторе. С момента создания Java взяла на себя роль интегратора внешнего мира и бизнес-логики предприятия и легла в основу построения некоторых стандартов разработки приложений. Популярности Java способствует также разнообразие инструментов сторонних разработчиков. Недостатками Java являются относительно высокий порог вхождения (Java-разработчик должен обладать хорошими знаниями в области ООП), производительность из-за необходимости компиляции кода во время исполнения и большое количество уязвимостей, в том числе, уязвимостей нулевого дня. При этом найденные уязвимости не всегда своевременно исправляются компанией Oracle, что подвергает опасности конечных пользователей, которые вынуждены блокировать Java из соображений безопасности.

ASP.NET (Active Server Pages) – платформа для создания серверных web-приложений корпоративного класса, разработанная Microsoft как альтернатива Java. Лежащая в её основе платформа разработки классических приложений .NET Framework используется в том числе и в некоторых ПВК АСДУ, таких как «Волна» и ПВК семейства IPC [2]. Хотя в других ПВК используются иные технологии, изначально их ориентированность на ОС Windows делает их схожими по общим принципам и инструментам разработки. Распространению платформы способствовали следующие факторы:

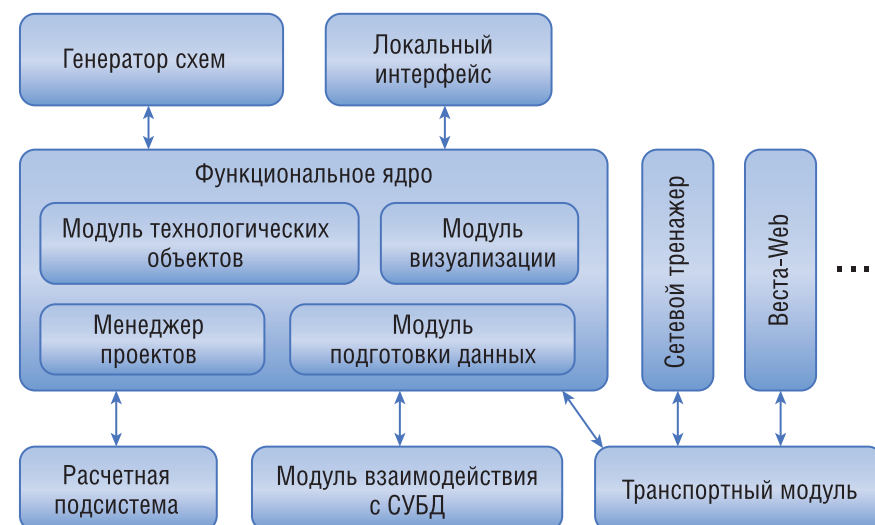
- развитые механизмы работы с базами данных (ADO.NET и Entity Framework (EF)), язык встроенных запросов LINQ (Language-Integrated Query) и другие технологии;
- возможность разработки .NET приложений как для ОС Windows, так и для Mac OS X, Unix/Linux;
- совместимость между версиями платформы: разработанное под более ранние версии платформы ПО продолжает функционировать после обновления системы;
- разнообразие поддерживаемых языков программирования: C#, Visual Basic, F# и другие, причем в одном проекте может быть использовано несколько языков;
- общий набор типов данных для всех поддерживаемых языков;
- возможность низкоуровневого программирования.

Функции .NET Framework доступны для приложений

ТАБЛИЦА 1. Сводные результаты сравнения платформ

	PHP	Java	ASP.NET
Отказоустойчивость	1	1	1
Уровень защищенности и безопасности веб-приложений	0	0	1
Уровень развития и сопровождения	0,5	1	1
Механизмы разработки модульных приложений	0	1	1
Кроссплатформенность	1	1	0,5
Стоимость разработки и развёртывания	1	1	0,5
Согласованность с технологиями	0	0	1
Языки программирования	1	0,5	1

РИСУНОК 2. Архитектура программно-вычислительного комплекса



ASP.NET, что позволяет создавать web-приложения, максимально приближенные по функциональности и внешнему виду к приложениям для ПК.

Анализ различных баз уязвимостей показал, что ASP.NET мало подвержен атакам. Например, в открытой базе уязвимостей OSVDB по запросу «ASP.NET» предоставляется информация всего о нескольких десятках уязвимостей с 2002 г., из них за 2014 г. — всего 7.

Недостаток ASP.NET заключался в необходимости в специализированном web-сервере MS IIS (Internet Information Services), являющегося частью ОС Windows. Однако в следующей версии платформы, ASP.NET 5, в числе изменений появилась возможность использования любого web-сервера для размещения разработанных приложений, улучшена производительность, а также совершился переход на свободное распространение и открытый исходный код.

Соответствие рассмотренных платформ сформулированным критериям представлено в таблице 1 (0 — невыполнение критерия, 0,5 — условное выполнение критерия, 1 — выполнение критерия).

Таким образом, для разработки веб-приложения была выбрана платформа ASP.NET, а именно ASP.NET MVC.

Для создания тонких клиентов используется стек HTML5+CSS3+Javascript [3], в частности для работы с Javascript используется AngularJS.

Переход на работу с единым хранилищем данных

При объединении ресурсов в облако важным элементом становится единое хранилище данных, переход от использования отдельных файлов для хранения схем к базам данных. Этот подход позволяет решить и проблемы обеспечения устойчивости объектов при использовании механизма сериализации.

Поскольку в каждый момент времени используется лишь часть данных, целесообразным становится отказ от их полной загрузки в оперативную память. Но частичная сериализация значительно осложняет задачу обеспечения согласованности данных: например, удаление либо копирование объекта должно привести к удалению либо дублированию всех связанных с ним свойств вне зависимости от того, принадлежат ли они загруженному в данный момент режиму. Под режимами понимаются наборы оперативных данных, привязанные к одним и тем же множествам объектов. Они могут быть как не меняющимися в динамике (например, для обеспечения перехода от зимнего к летнему режиму работы без повторного считывания схемы), так и динамическими (изменения свойств объектов, аварийные ситуации, действия пользователя).

Подобная задача обеспечения хранения значительных объемов данных в сочетании с оперативным доступом к ним и возможностями

манипулирования характерна для СУБД. После рассмотрения возможных подходов к обеспечению устойчивости объектной модели на основе СУБД в качестве основного было выбрано решение, основанное на ее объектно-реляционном отображении в «развернутую» реляционную модель [4]. Данное решение обеспечивает приемлемые показатели производительности при сохранении достаточной гибкости и обратной совместимости с ранее созданными технологическими схемами. СУБД является компонентом общей расчетной среды, доступ к которой имеют только программно-вычислительные комплексы. Место модулей по работе с СУБД и веб-частью в общей архитектуре ПВК «Веста» представлено на рисунке 2.

Реализованная подсистема взаимодействия с СУБД предназначена для переноса технологических схем в корпоративные клиент-серверные базы данных и в локальные базы формата SQLite. Она также позволяет упростить задачу организации взаимодействия в распределенных вычислительных комплексах и интеграции в единое информационное пространство предприятия [5].

Литература

1. Инновации в подготовке диспетчерского персонала газодобывающих и газотранспортных обществ/ Сарданашвили С.А., Митичкин С.К., Леонов Д.Г., Швецков В.А.// М.: Газовая промышленность. — 2015, №3. — С. 80–84.
2. Платформа для построения программно-вычислительных комплексов моделирования технологических цепей/ Бальченко А.С., Белинский А.В., Попов Р.В., Халиуллин А.Р.// Трубопроводные системы энергетики: математическое и компьютерное моделирование. Новосибирск: Наука, 2014. — С. 191–197.
3. Папилина Т. М. Платформа разработки прикладных web-инструментов для диспетчерского персонала нефтегазовой отрасли [Текст]/Папилина Т.М.// М.: Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2015, №11. — С. 41–46.
4. Леонов Д.Г. Сравнительный анализ способов организации хранения информационных объектов с динамической структурой. М.: Информационные технологии и вычислительные системы. — 2015, №1. — С. 83–90.
5. Леонов Д.Г. Архитектурные решения, направленные на совершенствование пользовательских характеристик программно-вычислительных комплексов, применяемых в автоматизированных системах диспетчерского управления транспортировкой нефти и газа. М.: Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 10. С. 13–18.

KEY WORDS: control systems software, cloud technologies, oil and gas transport.

LED LENSER®

17 DR

220 Лм
180 м
30 ч
4,32 Вт
IPX4

3 Light Functions
• Power
• Low Power
• Defense Strobe
Smart LED Protection

Advanced Focus System
U.S. PATENT NUMBER: 7.461.900

Reflector + Lens = Reflector-Lens

ПРОДЛЕНИЕ ЖИЗНИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

Организация технологического проектирования
производства ремонтных работ в информационно-
вычислительных системах с интеллектуальным интерфейсом

ВЫПОЛНЕНО ОПИСАНИЕ ПОДХОДОВ К СОЗДАНИЮ СИСТЕМ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ПРОИЗВОДСТВА РЕМОНТНЫХ РАБОТ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ХОРОШО ЗАРЕКОМЕНДОВАВШИХ СЕБЯ В ПРАКТИКЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ
СИСТЕМ, СИСТЕМ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ, А ТАКЖЕ СОЗДАНИЯ НОВЫХ И ВЫБОРА СУЩЕСТВУЮЩИХ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

*THE PAPER DESCRIBES THE APPROACHES OF ORGANIZATION AND PRODUCTION DESIGN OF REPAIR WORKS IN OPERATING
OIL PIPELINES USING DECISION SUPPORT SYSTEMS THAT ARE WELL-PROVEN IN THE SMART SYSTEMS TECHNOLOGIES
AND DECISION SUPPORT SYSTEMS, AS WELL AS DEVELOPING NEW AND SELECTING AMONG EXISTING PROCESSING
SOFTWARE FOR CAD SYSTEMS*

Ключевые слова: компьютерные технологии; организационно-технологическое проектирование; ремонтные работы;
интегрированная система; программное обеспечение; поддержка принятия решений.

Лисин Игорь Юрьевич,
аспирант кафедры
«Нефтепродуктообеспечение
и газоснабжение»
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина

**Ефремов Александр
Михайлович,**
аспирант кафедры
«Нефтепродуктообеспечение
и газоснабжение»
РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина

**Колотилев Юрий
Васильевич,**
профессор кафедры
«Нефтепродуктообеспечение
и газоснабжение»
РГУ нефти и газа имени
И.М. Губкина, д.т.н.

**Лим Владимир
Григорьевич,**
доцент кафедры
«Информационные
технологии и безопасность»
Астраханского
государственного
университета, к.т.н.

В общем смысле понятие
"проектирование" можно
определить как решение
конкретной инженерной задачи
на основе накопленного опыта и
существующих технологических
возможностей материальной
реализации этого опыта [1-4].
Результатом проектирования
является различного рода
документация: конструкторская,
технологическая и т.д., то есть
бумажные документы, которые
и с внедрением компьютерных
технологий проектирования
остаются пока конечной его
целью, хотя это уже и не отвечает
потребностям предприятий.

Современные интегрированные
системы документооборота
являются сложными программно-
технологическими комплексами,
предназначенными для организации
хранения и передачи по сетям
разнообразных структурированных
данных, в том числе и текстовых
документов в различных форматах
[5]. Сегодня конструкторско-
технологическая подготовка
производства – та же система
документооборота, только
более наукоемкая и требующая,
помимо знаний информатики,

овладения огромным количеством
предметных дисциплин. Однако
очень часто понятие "автоматизация
конструкторско-технологической
подготовки производства" сводится
к известному словосочетанию
"система автоматизированного
проектирования" (САПР) в
упрощенном его понимании:
нужны системы получения
чертежей, технологических
процессов и управляющих
программ. Предлагается связать
универсальные средства
через форматы и назвать это
интегрированной системой.

Анализ широко
распространенных на рынке
систем автоматизированного
проектирования показал, что
они базируются на принципах
геометрического моделирования и
осуществляют переход от кульмана
к компьютерному черчению, а не
к компьютерному моделированию
процесса проектирования.
Инженерные знания и опыт,
накопленные на предприятиях,
такие системы оставляют вне
компьютера.

Необходимость решения
проблемы интеллектуализации
систем автоматизированного

проектирования связана с тем,
что человечество вступило в
фазу создания информационного
общества, где наибольшую
ценность приобретают знания [6].
Совокупность данных и знаний
формирует информационные
ресурсы, объем и качество
которых будет определять
конкурентоспособность не только
предприятий, но и физических
лиц. Есть основание полагать,
что отношение объема активных
информационных ресурсов
(которые составляет информация,
содержащая данные для
автоматизированного хранения,
поиска и методы их обработки)
к общему объему национальных
информационных ресурсов станет
характеристикой эффективности
использования последних и одним
из существенных экономических
показателей.

Возможности программных
средств должны соответствовать
потребностям данного рабочего
места (профессиональным,
функциональным и т.д.). Каждое
рабочее место должно быть
оснащено арсеналом средств,
необходимых и достаточных
для эффективного выполнения
своих функций. В то же время
опыт показывает, что это
трудновыполнимо. Например, при
проектировании компрессорной
станции или магистрального
трубопровода нет необходимости
в твердотельном моделировании.
Нужны справочные и расчетные
данные, вариантность выбора
решений и т.д., а для оформления
результата – обычная двумерная
графика, чего не скажешь о
проектировании пресс-форм. В
идеале, для решения проблемы
индивидуализации надо иметь
возможность отторгать от
любой существующей системы

необходимые функции, с
последующим их объединением
в специализированные рабочие
места. Фактически это означает
разработку специализированного
программного обеспечения
традиционными средствами
в каждом конкретном случае
для решения конкретных задач
проектирования, что далеко не
всегда возможно в силу больших
временных и финансовых затрат.

Поэтому в настоящее время
весьма актуальна задача
выработки новых подходов к
созданию систем автоматизации
процессов организационно-
технологического проектирования в
различных областях деятельности
с использованием хорошо
зарекомендовавших себя в практике
технологий интеллектуальных
систем, систем поддержки принятия
решений, а также создания
новых и выбора существующих
технологических методов создания
программного обеспечения для
систем автоматизированного
проектирования.

Автоматизированные системы с
интеллектуальным интерфейсом –
это совокупность программных
и аппаратных средств,
обеспечивающих для конечного
пользователя, не имеющего
специальной подготовки по
электронно-вычислительным
машинам, решение задач в
сфере его профессиональной
деятельности либо без посредников
программистов, либо с их
незначительной помощью.

Функционирование средств
интеллектуального интерфейса
основано на развитых методах
работы со знаниями, под которыми
будем понимать всю совокупность
информации, необходимой для
решения задачи [7]. Система
знаний должна быть организована

в электронно-вычислительной
машине таким образом, чтобы
обеспечить взаимодействие с
пользователем в системе понятий и
терминов предметной области.

Знания о предметной области,
организованные на основе тех
или иных методов и средств
представления знаний, называются
моделью предметной области.
Новый подход к проблеме
организации взаимодействия
конечного пользователя с
электронно-вычислительной
машиной существенно влияет
на все виды работ по созданию,
сопровождению и эксплуатации
программных средств, исключая
в большинстве случаев барьеры
между конечным пользователем и
компьютером. В итоге справедливо
говорить о возникновении
действительно новой технологии
решения задач – новой
информационной технологии [8, 9].

Успехи в области технологии
взаимодействия конечных
пользователей с компьютером
(ПЭВМ) и средств связи
знаменуются поразительными
по скорости, содержанию и
масштабности переменами в
жизнедеятельности человеческого
общества, получившими
в совокупности название
информатизации [10].

Информатизация – это прежде
всего выявление, упорядочение
в соответствии с определенными
правилами и представление в ПЭВМ
накопленных человечеством знаний
с целью применения их для более
качественного удовлетворения
информационных потребностей
пользователей. Знания всегда
использовались и используются

УДК 004.514

человечеством при выполнении любых функций. Причем сами знания как производительная сила или информационные ресурсы постоянно находятся в динамике в процессе познания мира человечеством. Они либо пополняются (накапливаются), либо уточняются (корректируются), либо просто передаются от одного источника (пользователя, документа) к другому с определенной целью. Значительной частью знаний обладают специалисты (эксперты) определенных предметных областей, другая часть знаний сосредоточена в различных документальных и иных информационных источниках. Деятельность людей – это процесс непрерывного использования тех или иных знаний. Естественно, при решении сложных задач возникает необходимость использования других (дополнительных) знаний, согласования своих знаний и действий со знаниями и действиями других пользователей. В связи с этим возникает дефицит знаний, проблема формирования, концентрации, согласования и передачи их на рабочее место пользователя.

Человеческая деятельность по своей природе носит коллективный иерархический характер, требующий практически во всех ее сферах коммуникаций между территориально распределенными участками деятельности. С учетом этого повсеместное внедрение ПЭВМ в различные области деятельности не даст должного эффекта без их территориального взаимодействия, поскольку коллективная выработка решений, составление планов, координация требуют согласования, увязки и установления определенных ситуативных отношений между персональными базами знаний.

Отмеченные обстоятельства приводят к необходимости создания на базе ПЭВМ иерархии вычислительных сетей различных типов, отличающихся протяженностью (локальных, местных, региональных и др.). Особенностью функционирования этих сетей является иная организация информационного процесса, характерная для новой информационной технологии и работы со знаниями. С учетом отмеченных обстоятельств можно говорить о появлении нового

класса сетей – интеллектуальных сетей ПЭВМ, понимая под ними распределенную вычислительную сеть, реализующую функционально полный набор автоматизированных информационных технологий для удовлетворения потребностей пользователей на основе интегральных возможностей средств вычислительной техники, сетей связи и искусственного интеллекта.

Манипулирование знаниями при использовании новой информационной технологии приводит к возникновению двух основных особенностей интеллектуальных систем в сравнении с традиционными вычислительными системами.

1. Интеграция информационных технологий с технологиями выполнения действий (функций) пользователя позволит получить новый системный эффект при удовлетворении персональных информационных потребностей каждого пользователя, повысить качество информационного обслуживания, которое необходимо прежде всего для выработки и принятия решений.

2. Интеграция информационных технологий с возможностями средств вычислительной техники, компьютерных сетей и сетей связи позволит реализовать концептуальные идеи качественно нового класса систем управления – распределенных систем управления, изменить принципы информационного взаимодействия пользователей в распределенной системе, по-иному организовать информационный процесс в системе управления при автоматизации конторской деятельности, задач планирования и т.д. Обработка информации в этом случае осуществляется в местах ее возникновения, а по линиям связи и компьютерным сетям передаются только изменяемые факты, т.е. происходит фильтрация обмениваемой информации. Интеллектуализация ПЭВМ даст выигрыш в уменьшении требований к объемам информации, передаваемой по линиям связи, поскольку стоимость обработки одного байта информации в ПЭВМ ниже стоимости передачи этого байта по каналу связи.

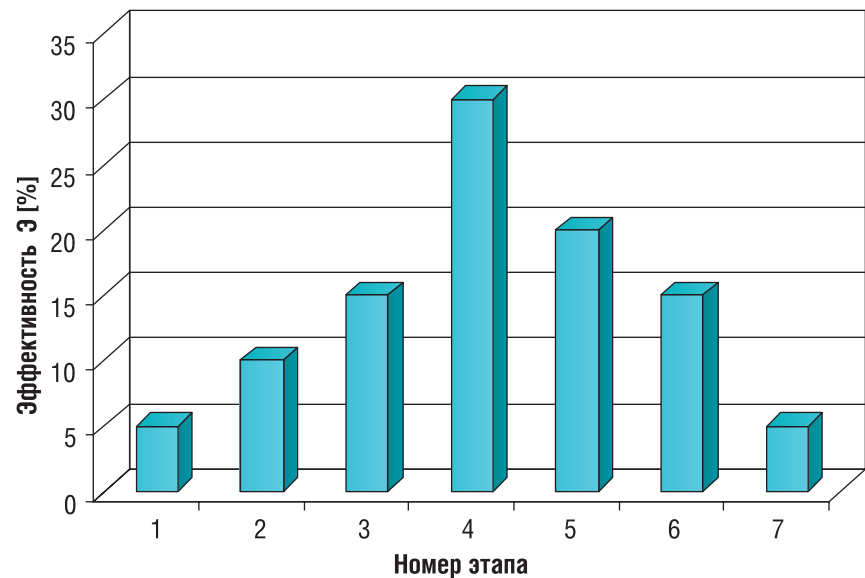
Наряду с явно выраженным интегративным эффектом: появлением принципиально

новых качеств при объединении возможностей средств вычислительной техники, информационно-вычислительных систем и связи, можно говорить о различных применениях методов и средств искусственного интеллекта при проектировании и эксплуатации создаваемых распределенных вычислительных сетей, а также автоматизации управления существующими вычислительными системами и их элементами.

Определяющей особенностью применения средств и методов искусственного интеллекта в конкретной предметной области, является создание модели этой области, основанной на знаниях [11, 12]. В процессе проектирования разработчик любой информационно-вычислительной системы (в нашем конкретном случае – системы автоматизированного проектирования объектов топливно-энергетического комплекса) должен сформировать систему знаний предметной области, а также уметь изменять и модифицировать ее в зависимости от уровня рассмотрения процессов и этапа проектирования. Исходные данные о системе пополняются и детализируются по мере перехода от макропроектирования к созданию элементов системы (схем участков трубопроводов, компрессорных станций, газораспределительных станций) и соответствующего программного обеспечения, что в итоге позволит получить достаточно полную иерархическую систему знаний, являющуюся, с одной стороны, основой систем автоматизированного проектирования объектов топливно-энергетических комплексов и их элементов, а с другой – базой для реализации различных процессов управления во время эксплуатации системы. На этапе эксплуатации происходит модификация и пополнение иерархической базы знаний с учетом особенностей функционирования и развития системы.

Наличие базы знаний системы создает благоприятные условия для автоматизации процессов подготовки и аттестации специалистов по проектированию, строительству и эксплуатации объектов топливно-энергетических комплексов при условии разработки необходимого для этих целей программного обеспечения.

РИС. 1. Жизненный цикл информационно-вычислительной системы



Можно отметить доказанную эффективность применения методов и средств искусственного интеллекта в системе планирования работ по ремонту трубопроводов.

На рис. 1 показано, как меняется эффективность (Э) информационно-вычислительной системы на различных этапах ее жизненного цикла: 1 – выработка концепции; 2 – рабочее проектирование; 3 – внедрение; 4 – эксплуатация; 5 – модернизация; 6 – старение; 7 – вывод из эксплуатации.

На этапах выработки концепций и рабочего проектирования, а также по мере ввода в действие оборудования системы, внедрения в эксплуатацию программно-технологических комплексов и отработки различных режимов функционирования эффективность системы постепенно возрастает, достигая максимума в период развития, когда запланированное оборудование установлено в полном объеме, все программные модули эксплуатируются в проектных режимах, накоплен и реализован опыт управления техническими средствами и эксплуатации входящего в систему программного обеспечения.

На этапе регресса, а в отдельных случаях и на этапе развития в связи с моральным и физическим старением оборудования системы, а также эволюцией функций вышестоящих систем возникает противоречие между потребностями в услугах по получению требуемых результатов и возможностями их

удовлетворения. С целью полного или частичного устранения этих противоречий происходит модернизация автоматизированной системы (расширение парка средств, замена устаревшего оборудования, введение в состав новых подсистем, эволюция функций управления, установка новых версий программного обеспечения и т.д.), позволяющая временно повышать ее эффективность. Модернизация может производиться несколько раз. Когда оказывается, что стоимость модернизации становится сопоставимой со стоимостью новой системы, прогрессирующее старение и гибель системы неизбежны. Рассмотренные закономерности носят достаточно общий характер и должны учитываться в первую очередь на этапе проектирования системы.

Время жизни информационно-вычислительной системы составляет обычно несколько лет и определяется в основном исходными системными концепциями и временем жизни ее элементов. Имеет место тенденция продления жизненного цикла основных технологических элементов систем (программного обеспечения) и сокращения жизненного цикла средств вычислительной техники, связи и управления (аппаратного обеспечения). Последнее повышает актуальность исследований по созданию системных концепций увеличения времени жизни автоматизированных систем.

В соответствии с основными положениями эволюционного синтеза любая автоматизированная система должна рассматриваться в непрерывном развитии. Это выражается в преимущественности ее функциональной структурной организации на различных этапах жизненного цикла, обеспечивающих потенциальные возможности расширения функций системы.

В основу системного проекта должен быть положен учет динамики развития основных и дополнительных функций автоматизированной системы на различных этапах ее существования. Такой подход позволяет отодвинуть сроки старения системы и предусмотреть возможность естественного включения в новые системы ранее существовавших систем в качестве подсистем. ●

Литература

1. Грабовой П.Г. Организация, планирование и управление строительством. Проспект. 2012. – 528 с.
2. Гинзбург В.М. Проектирование информационных систем в строительстве. Информационное обеспечение. – М.: Ассоциации строительных вузов, 2008. – 368 с.
3. Теличенко В.И., Лапидус А.А., Морозенко А.А. Информационное моделирование технологий и бизнес-процессов в строительстве. – М.: Ассоциации строительных вузов, 2008. – 144 с.
4. Усков В.В. Компьютерные технологии в подготовке и управлении строительством объектов. – М.: Инфра-Инженерия, 2011. – 320 с.
5. Саттон Дж.Д. Корпоративный документооборот. Принципы, технологии, методология внедрения. – М.: БМикро, 2002. – 446 с.
6. Садчиков И.А., Сомов В.Е. Интеллектуализация нефтегазохимического комплекса: экономика, менеджмент, инновации, образование, технология. – СПб.: СПбГИЭУ, 2006. – 762 с.
7. Николаев А.Б., Остроух А.В. Интеллектуальные системы. – М.: Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет (МАДИ), 2012. – 271 с.
8. Мельников В.П. Информационные технологии. – М.: Академия, 2009. – 432 с.
9. Грабауров В.А., Грабауров С.В., Гулин В.Н. и др. Информационные технологии. – М.: Современная школа, 2006. – 432 с.
10. Гребенюк Е.И., Гребенюк Н.А. Технические средства информатизации. – М. Академия, 2013. – 352 с.
11. Новиков Ф. А. Искусственный интеллект: представление знаний и методы поиска решений. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2010. – 240 с.
12. Джарратано Дж., Райли Г. Экспертные системы: принципы разработки и программирование. – М.: Вильямс, 2006. – 1152 с.

KEY WORDS: *Computer technologies; organizational and technological design; repairs; integrated system; software; decision support.*

ПРАВИЛЬНЫЕ МАЛЬДИВЫ

В представлении большинства россиян Мальдивы – это окруженные бирюзовым океаном несколько райских островов, до которых вас докинут из аэропорта за 5 минут. На самом деле – это огромный архипелаг, растянувшийся почти на тысячу километров в обоих полушариях и состоящий из 1190 островов! Острова маленькие и крохотные, далекие и близкие, но ни до одного из них вам не добраться так скоро.

Приблизительно в центре архипелага находится невзрачная столица-остров, аэропорты и пристани. Довольно плотный водный трафик, мусорные острова, заводи и бетонные плиты вокруг голых островов вряд ли создадут у вас впечатление рая на Земле. Тем не менее, это тоже Мальдивы. И здесь тоже есть отели, в которые может занести туристов по незнанию и самостоятельному бронированию через интернет. Некому будет их предупредить о том, что кораллы давно вырублены, вода загрязнена, в воздухе витает запах сожженного мусора с соседнего острова.

Чтобы такого с вами не произошло, достаточно знать одну простую истину: чем дальше вы находитесь от столицы, тем природа чище и богаче. Словом, все как на материке.

То, зачем стоит ехать на Мальдивы ждет вас в 400 километрах от столицы. Скажете далеко? А вот и нет! Всего час перелета (гораздо дольше мы стоим в пробках на работу) и вы в первозданной природе Индийского Океана! Вот здесь и находятся настоящие Мальдивы, те самые, о которых мы мечтаем. Запах, цвет и вкус которых мы хотим ощутить в период весеннего авитаминоза.

Здесь раскинулся самый глубокий Атолл на Мальдивах и один из самых глубоких на Земле. В этом волшебном Атолле, населенном тысячами видов рыб, сотнями видов разноцветных кораллов и находится то, что мы ищем. Затерянный маленький рай, остров Хадаха, в котором уютно притаился высококлассный эко-отель Park Hyatt Maldives Hadahaa. Среди всех мальдивских островов-отелей только он один сертифицирован еще на этапе строительства по стандартам Green Globe Earthcheck. Это значит, что во время строительства была полностью сохранена естественная флора острова и нетронутый домашний риф. Именно здесь находится самый здоровый коралловый сад на Мальдивах. Отель спроектирован настолько тонко и бережно по отношению к природе, что это не остается незамеченным. Park Hyatt Maldives Hadahaa ежегодно

награждается за свою пышную растительность, за свой неповторимый дизайн и за заботу об окружающей среде. Отель приглашает вас слиться с природой, ощутить её. Здесь вы не услышите шум мотора и не увидите заасфальтированные дорожки. Отсутствие дресс-кода, максимальная уединенность вилл, ваш собственный пляж с идеально чистым белым песком –

все это дает ощущение полной свободы и гармонии. Только вы и природа.

Несмотря на экзотический стиль жизни на острове, гости абсолютно не лишены благ цивилизации, наподобие бесплатного Wi-Fi или кино с попкорном. На острове великолепный СПА-городок, два изумительных ресторана и бар. Для жаждущих активности есть множество экскурсий, шикарная яхта, йога, тренажерный зал и даже отдельный остров для

занятия водными видами спорта! Но наибольшим спросом здесь пользуется первоклассный дайвинг-центр, и это неудивительно, ведь быть рядом с одним из лучших рифов индийского океана и не нырнуть – это подвиг. Нет сертификата? Не беда, можно получить его здесь или воспользоваться бесплатным снаряжением.

Просторные дизайнерские виллы, построенные из экологически чистых материалов, полностью оснащены всем необходимым для беззаботной жизни, начиная от зубной щетки и заканчивая iPad. Многочисленные пальмы, магнолии и лианы окружают каждую виллу и закрывают ее от посторонних глаз. Роскошный душ под открытым небом, собственный бассейн или теплый океан? Только выбирайте! Ну а для влюбленных в океан романтиков есть водные виллы, стоящие прямо в прозрачной лагуне и имеющих собственную террасу и персональный спуск в воду. Волшебные закаты в панорамных окнах этих вилл делают их самыми популярными среди гостей острова. Настоящая мечта робинзонов!

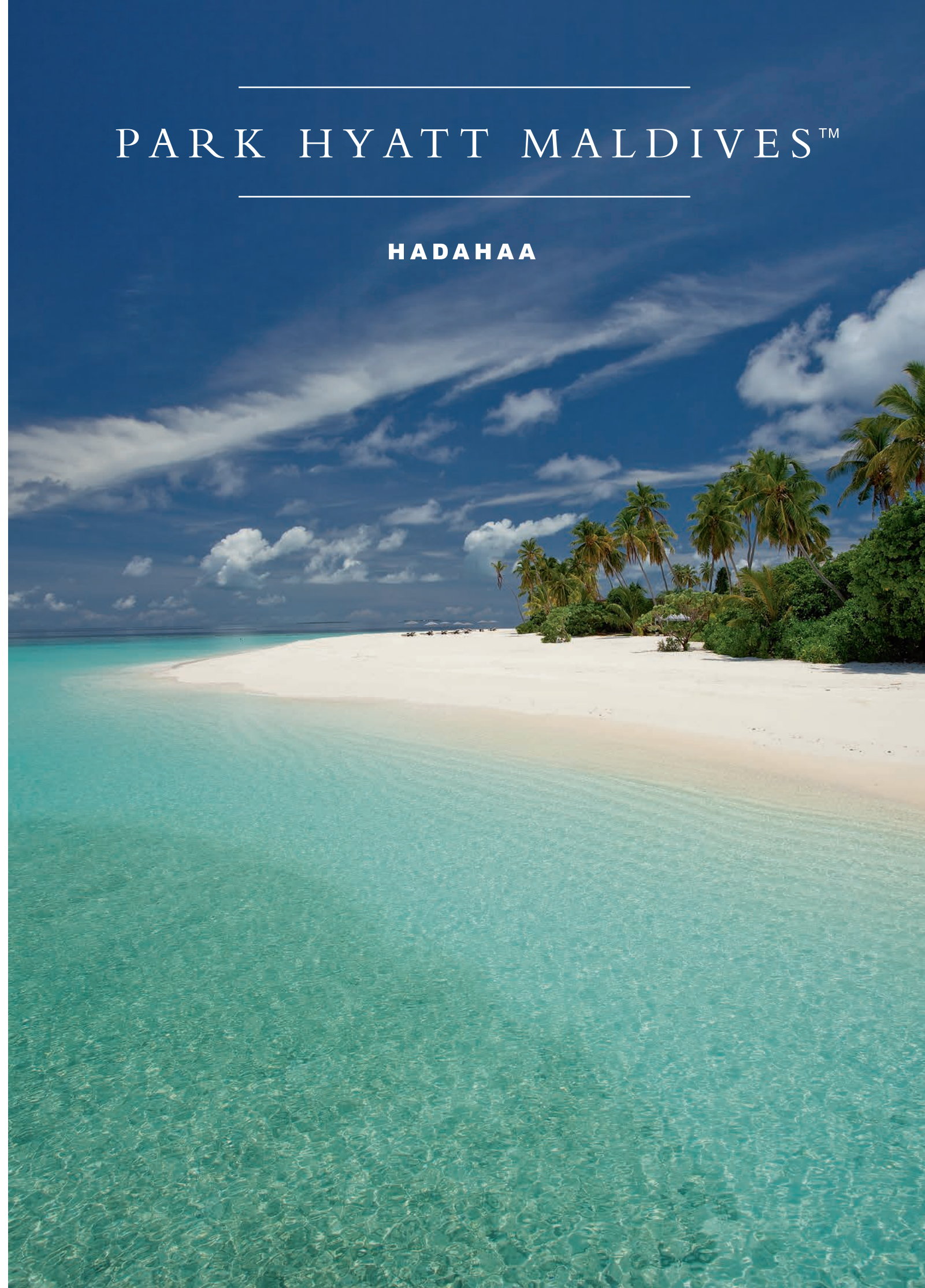
Магическая сила природы заставит вас выкинуть все лишнее из головы буквально за один день. А нескольких дней здесь хватит на то, чтобы полностью восстановить свои силы. ●

Park Hyatt Maldives Hadahaa

North Huvadhoo (Gaafu Alifu) Atoll, Republic of Maldives
T: +960 682 1234 | F: +960 682 1235 |
maldives.hadahaa.park.hyatt.com
reservations.parkhadahaa@hyatt.com

PARK HYATT MALDIVES™

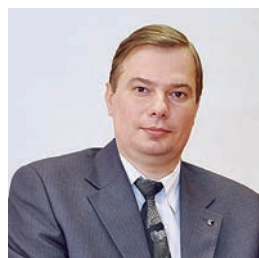
HADAHAA



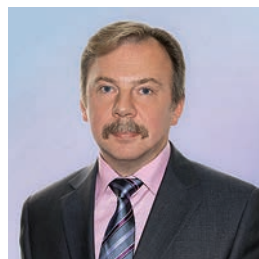
КОНТРОЛЬ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН



Ермолкин Олег Викторович,
доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой Информационно-измерительных систем, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



Великанов Дмитрий Николаевич,
кандидат технических наук, доцент, заместитель заведующего кафедрой Автоматизации технологических процессов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина



Храбров Игорь Юрьевич,
кандидат технических наук, декан факультета Автоматики и вычислительной техники, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ КОНТРОЛЯ УСТЬЕВЫХ ПАРАМЕТРОВ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА ПРОДУКЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН. ОБОБЩЕН ОПЫТ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА МНОГОФАЗНОЙ ПРОДУКЦИИ, ВЫЯВЛЕНЫ ПРОБЛЕМЫ КОНТРОЛЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, А ТАКЖЕ НИЗКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗВЕСТНЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА. ПОКАЗАНЫ ПРЕИМУЩЕСТВА, ОСОБЕННОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ СЕРИИ «ПОТОК», СОЗДАННЫХ НА БАЗЕ БЕССЕПАРАЦИОННОГО СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА. В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ НАЙДЕННЫХ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

THE PAPER REPRESENTS THE ISSUES RELATED TO THE CONTROL OF WELLHEAD PARAMETERS FOR GAS AND GAS-CONDENSATE WELLS POLYPHASE FLUIDS FLOWS. IT CONTAINS THE SUMMARIZED PRACTICE AT SOLVING TASKS ON MEASURING FLOW PARAMETERS FOR POLYPHASE FLUIDS, DISCOVERED PROBLEMS RELATED TO THE CONTROL OF THE WELLS OPERATION MODES, AS WELL AS THE LOW EFFICIENCY OF TRADITIONAL METHODS AND INSTRUMENTS FOR THE PRODUCTION RATE TESTS. THE AUTHOR PROVIDES ADVANTAGES, FEATURES, AND EFFICIENCY OF APPLICATION POTOK (FLOW) DATA AND MEASURING SYSTEMS BASED ON SEPARATION-LESS SPECTROMETRIC FLOW RATE MEASURING METHOD IN THE FIELDS OF RUSSIA. THE PAPER REPRESENTS THE POSITIVE RESULTS OF THE SUGGESTED RESEARCH AND TECHNOLOGY SOLUTIONS VALIDATION IN FIELD CONDITIONS

Ключевые слова: измерение расхода, спектрометрический метод, многофазные расходомеры, дебит скважины.

Современный этап развития нефтегазодобычи характеризуется интенсивным внедрением интеллектуальных систем управления разработкой месторождений, систем контроля и управления режимами работы скважин. Важное место при этом отводится информационному обеспечению процесса добычи продукции.

Информационно-измерительные технологии и технические средства контроля должны отвечать требованиям достоверности и оперативности информации о параметрах работы скважин, получаемой в режиме реального времени, обеспечивать достаточную точность измерения, а также отличаться надежностью функционирования в сложных климатических условиях.

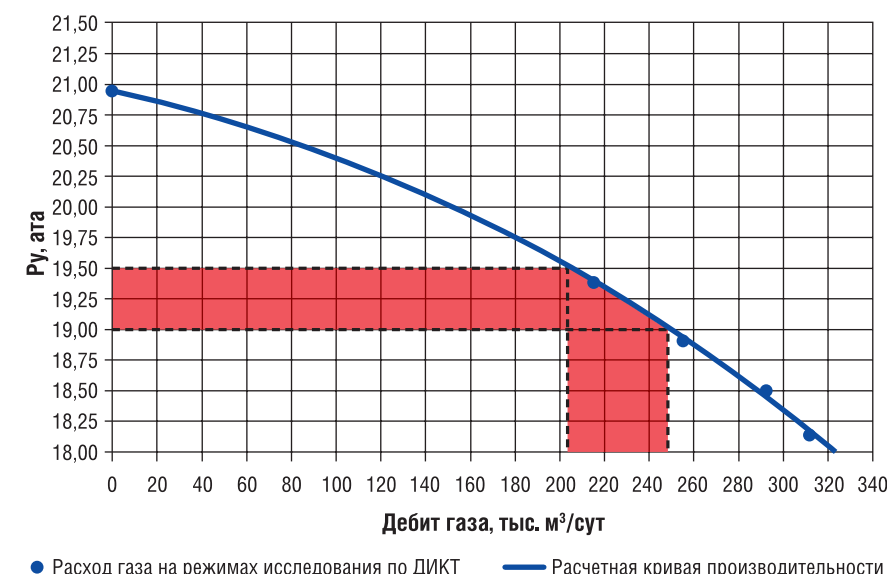
На уровне скважин информационное обеспечение

должно быть нацелено на решение задач измерения расходных и термобарических параметров потока продукции скважин.

В настоящее время не существует универсального метода измерения параметров многофазных потоков в широком диапазоне изменения расхода фаз для различных видов скважин и способов добычи продукции.

Практический опыт свидетельствует, что для скважин, продукция которых содержит, в основном, жидкую фазу, эффективны одни методы измерения дебита. В этих случаях возможно использование однофазных расходомеров с коррекцией по газовому фактору. По мере увеличения газового фактора проблемы измерения расхода фаз в потоке смеси возрастают. Наиболее проблемными для измерения

РИСУНОК 1. Кривая производительности газовой скважины, полученная в ходе проведения ГДИ



расхода жидкой и газовой фаз представляются потоки продукции газоконденсатных и газовых скважин. Продукция этих скважин характеризуется потоками смеси с высокими газовыми факторами и малым содержанием жидкости. Жидкостная фаза составляет от нескольких единиц до десятых и даже сотых долей процентов от объема газовой фазы. Подобному соотношению фаз отвечают и потоки продукции нефтяных скважин, эксплуатирующих нефтяные оторочки газоконденсатных месторождений. Измерить расход жидкости в таких условиях весьма проблематично. Несовершенными оказываются и традиционные способы измерения расхода газа в потоке такой газоконденсатной смеси продукции скважин.

Традиционной методикой контроля режимов работы газовых скважин является определение дебита газа в ходе специальных газодинамических исследований (ГДИ) по так называемой кривой производительности [1]. Для исследований скважину переводят в работу на факельную линию и измеряют термобарические параметры (давление и температуру) на устье и на факеле, где устанавливается специальное устройство – диафрагменный измеритель критических течений (ДИКТ). Исследования проводятся на нескольких режимах, задаваемых путем изменения диаметра измерительной диафрагмы, используемой на

ДИКТе. Продукция скважины при проведении исследований выбрасывается в атмосферу.

По существующей методике [1] на каждом режиме рассчитывается расход продукции и строится зависимость устьевого давления от расхода газа, по которой уже возможно оценить дебит скважины по устьевому давлению при работе в газосборный коллектор, исходя из предположения о том, что давление на устье определяет расход продукции.

На газоконденсатных скважинах применяется схожая методика определения дебита. При этом дополнительно в процессе так называемых газоконденсатных исследований (ГКИ) используется сепаратор для разделения потока на фазы и в качестве контрольного средства по расходу жидкости.

Несложно оценить эффективность такой методики. На рисунке 1 показан пример кривой производительности, построенной по результатам ГДИ.

Как можно заметить, уже при небольших ошибках измерения давления на устье ($\pm 0,25$ атм) можно наблюдать существенные отличия в оценках расхода газа.

Это приводит к значительной погрешности оценки расхода, поскольку в таком случае необходима высокая точность измерения давления, что не всегда достижимо в промысловых условиях. К сожалению, в такой методике присутствуют

и более серьезные факторы, влияющие на точность определения расхода. Система пласт – скважина – сборный коллектор является довольно сложной динамической системой. Пластовое, а следовательно, и забойное давление на скважине со временем уменьшаются. Изменяется при этом и устьевое давление, что делает невозможным использование через некоторый промежуток времени прежней кривой производительности. Кроме того, при изменении соотношения фаз в продукции изменяется и плотность, что может приводить не только к смещению кривой производительности, но и к изменению ее наклона [2]. В этом случае использование указанной методики может приводить к весьма значительным ошибкам оценки дебита. Поэтому, адекватные оценки расхода продукции могут быть получены лишь в течение короткого промежутка времени после проведения ГДИ.

Следует заметить, что давление на устье, хотя и характеризует режим работы скважины, не может служить единственным параметром, необходимым для контроля режима ее работы, определения расхода продукции и, тем более, решения задач управления разработкой.

В целом, можно констатировать, что информативность и достоверность традиционных методов контроля оказываются крайне низкими, особенно в условиях изменения обводненности и изменения состава продукции скважин.

Для повышения достоверности контроля следует применять специальные поточные расходомеры, позволяющие получать информацию о расходе фаз потока в реальном масштабе времени. Эти расходомеры должны обладать не столько высокой точностью измерения, сколько высокой надежностью. Для целей оперативно контроля режимов работы скважин достаточно получать информацию о расходных параметрах с точностью не хуже 5–7%. Построение таких расходомеров является труднорешаемой задачей вследствие многовариантности структурных форм многофазного потока продукции скважин и широкого диапазона изменения соотношения фаз в смеси. Следует учитывать и то, что большинство

скважин месторождений Российской Федерации эксплуатируются в жестких климатических условиях, что также осложняет решение задачи создания надежных средств контроля.

Несмотря на то, что продукция газовых и газоконденсатных скважин, в основном, является газовой средой, попытки использования известных методов измерения расхода однофазных сред в большинстве случаев не приводят к положительному результату в силу физических особенностей многофазных потоков, а технические средства, реализующие такие методы, зачастую малоэффективны в реальных промысловых условиях. К тому же, применение таких устройств в лучшем случае позволяет определить лишь расход смеси в целом без разделения на фазы.

Использование громоздких сепарационных установок для оперативного контроля расхода газовой и жидкостной фаз в промысловых условиях также не является целесообразным.

При создании поточных многофазных расходомеров в настоящее время применяются различные методы и технические решения.

Известны способы построения многофазных расходомеров, предполагающих комплексное использование нескольких однофазных расходомеров, установленных последовательно, например, решения фирмы «Agar», фирмы НПФ «Вымпел». Однако, как показывают расчеты, точность измерения расхода жидкости такими методами в газожидкостных потоках с высокими газовыми факторами может быть весьма низкой (погрешности достигают сотен процентов) [3].

Другие известные способы построения многофазных расходомеров ориентированы на использование так называемых смешанных технологий. В этом случае задействованы принципы однофазной расходомерии в сочетании с новыми измерительными методами. Такие технологии положены в основу работы многофазных расходомеров фирм «Schlumberger», «Rohar», «Pietro Fiorientini» и др. Например, в многофазных расходомерах фирмы

«Schlumberger» используется однофазный расходомер переменного перепада давления (трубка Вентури) в сочетании с гамма-лучевым устройством определения долей фаз. Эти расходомеры применяются для измерения продукции нефтяных скважин. Позволяют определить расход нефти, расход газа и расход воды. Однако эффективность их работы существенно снижается при высоких газовых факторах, особенно при измерении расхода жидкой фазы [3]. Это подтверждают результаты экспериментальных исследований расходомера Phase Tester Vx фирмы «Schlumberger», проведенные на газоконденсатных скважинах ООО «Газпром добыча Ямбург». Погрешности измерения расхода газового конденсата в продукции газоконденсатных скважин оказались весьма значительными (результаты измерений могли в разы отличаться от фактических значений, определенных с помощью контрольной сепарационной установки). Подобные недостатки присущи многофазным расходомерам и других вышеперечисленных зарубежных фирм. Кроме того, эти расходомеры, также как и расходомеры фирмы «Agar», характеризуются громоздкостью конструкций, невысокой надежностью работы в суровых климатических условиях (при отрицательных температурах окружающей среды) и весьма высокой стоимостью. Об их широком применении на месторождениях России вряд ли возможно говорить в настоящее время.

В целом, оценивая перспективы использования зарубежных многофазных расходомеров известных фирм, следует иметь в виду, что подавляющее большинство из них предназначено для измерения потоков с ограниченным сверху газовым фактором. Расходомеры, способные измерять расходы фаз потоков с высокими газовыми факторами, на мировом рынке практически не представлены. Вместе с тем, в таких условиях работают подавляющее большинство газовых и газоконденсатных скважин месторождений России.

Среди отечественных оригинальных разработок можно выделить многофазный расходомер РГЖ-001-01 конструкции ФГУП

«ФНПЦ НИИИС им. Ю.Е. Седатова». Этот расходомер предназначен для измерения расхода фаз газоконденсатных скважин.

Неоднократные испытания расходомеров РГЖ-001 в промысловых условиях показали, что они отвечают требованиям, предъявляемым к средствам технологического контроля режима работы скважин. В настоящее время эти расходомеры сертифицированы и использованы для мониторинга расхода газожидкостных потоков на Астраханском и Мыльджинском ГКМ [4]. Но всё же невозможно закрыть глаза на некоторые существенные недостатки данных средств контроля режимов работы скважины, а именно – их немалую массу (более 100 кг), питание напряжением 220 В и относительно высокую потребляемую мощность (около 100 Вт). Кроме того, расходомеры РГЖ-001 требуют также достаточно сложной процедуры калибровки по месту эксплуатации.

Отметим, что использование многофазных систем поточной расходомерии практически всегда требует при введении в эксплуатацию градуировки (калибровки) по месту. Это обусловлено особенностями измеряемой среды, фактически уникальной для каждой скважины, а также изменением ее свойств в процессе эксплуатации. В такой ситуации заводская настройка, калибровка на стенде или установке, которая зачастую является для многофазных сред трудоемкой и дорогостоящей процедурой, теряет свою значимость. Таким образом, при введении в эксплуатацию многофазной измерительной системы следовало бы найти возможность наиболее простой калибровки по месту, учитывающей свойства продукции конкретной скважины или хотя бы группы скважин.

В целом, известные решения, предлагаемые в отрасли, в большинстве случаев не позволяют комплексно решить задачу контроля режимов работы скважин. Задача измерения осложняется и присутствием в продукции твердых (песка) и жидких (вода) примесей, наличие которых также необходимо оперативно контролировать для предотвращения абразивного износа оборудования и возникновения аварийных ситуаций.

В связи с изложенным особую актуальность и значимость приобретают исследования и разработки ученых факультета Автоматики и вычислительной техники РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, направленные на создание метода и технических средств измерения расхода фаз высокоскоростных потоков с высокими газовыми факторами.

За последние годы сотрудниками РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина была создана целая серия уникальных информационно-измерительных систем серии «Поток», которые выгодно отличаются от других известных разработок многофазных расходомеров [5]. В первую очередь стоит отметить оригинальность измерительного преобразователя, не предполагающего использования различных движущихся элементов (например, турбинок и др.), применения измерителей дифференциального давления, пневмоканалов, а также применения радиоактивных источников излучения и чувствительных элементов, подверженных загрязнению (отложению парафинов, глинистых веществ, смазки и т.п.).

Кроме того, простота, компактность и уникальность конструкции многопараметрического датчика позволяют использовать системы «Поток» в сложных эксплуатационных условиях промысловых потоков продукции скважины, а также в суровых климатических условиях месторождений Крайнего Севера без применения специальных теплоизолирующих кожухов и без электрообогрева. В системах серии «Поток» решается задача применения простых процедур градуировки (калибровки) системы по месту эксплуатации.

В основу создания систем контроля расхода серии «Поток» положены новые информационные технологии – запатентованный спектрометрический метод измерения расхода фаз (газовой, жидкой и твердой – песка) в потоке смеси [6]. Сущность спектрометрического метода состоит в следующем. В трубопроводе устанавливается сужающее устройство – формирователь потока специальной формы (в виде комбинированного сопла 1/4 круга), на выходе которого

формируется газожидкостный поток регулярной структуры. В таком потоке возникают турбулентные флуктуации давления, частотный спектр которых обладает рядом информационных свойств. Так, в спектре можно выделить частотную область, в которой интенсивность сигнала флуктуаций давления в большей степени зависит от расхода жидкости в смеси и в меньшей степени от расхода газа. Также можно выделить другую частотную область, в которой интенсивность сигнала флуктуаций давления в большей степени зависит от расхода газа в смеси и в меньшей степени от расхода жидкости. На основе исследования упомянутых зависимостей получены обобщенные информационные модели расхода жидкости и газа в потоке смеси [5,7].

Для регистрации флуктуаций давления используется специальный измерительный преобразователь [8] с пьезокерамическим чувствительным элементом. Чувствительный элемент размещается в полумесяце металлическом цилиндре, выступающим в поток смеси.

Основным измерительным элементом систем «Поток» является скважинный измерительный

модуль (СИМ), включающий измерительный преобразователь с электронным блоком, который устанавливается на трубопроводе с помощью резьбового соединения на определенном расстоянии после сужающего устройства. СИМ позволяет помимо турбулентных флуктуаций давления регистрировать удары частиц и судить о наличии песка и капельной жидкости, содержащихся в газовом потоке. Спектры соударений твердых частиц песка и капельной жидкости существенно отличаются и поэтому регистрируемые ударные воздействия могут быть надежно дифференцированы. Пример установки системы «Поток-5» на трубопроводе показан на рисунке 2.

Практическому применению систем серии «Поток» в промышленной практике так же, как и всем многофазным системам контроля, предшествует процедура их индивидуальной градуировки по месту эксплуатации. Предложено и апробировано три различных способа градуировки. Наиболее точным является так называемый стандартный способ градуировки, базирующийся на использовании результатов газодинамических исследований (для газовых

РИСУНОК 2. СИМ системы «Поток-5» с датчиками давления и температуры



- 1 – скважинный измерительный модуль (СИМ);
- 2 – фланцевое соединение с установленным сужающим устройством (формирователем структуры потока);
- 3 – датчик давления;
- 4 – датчик температуры

ТАБЛИЦА 1. Результаты расчетов расхода по потерям давления на скважине №322, диаметр сужения – 39,0 мм

№ режима	Потери давления, кгс/см²	Расход газа, по потерям давления, тыс. м³/сут	Расход газа ДИКТ, тыс. м³/сут	Относительное отклонение, %
1	2	3	4	5
1	0,89	256,6	250,8	2,30
2	0,18	121,0	127,3	-4,91
3	0,35	166,5	174,5	-4,56
4	0,62	217,7	218,1	-0,16
5	1,07	275,1	271,3	1,40
6	1,78	340,7	330,1	3,22
7	2,56	391,4	370,7	5,60

ТАБЛИЦА 2. Результаты расчетов расхода по потерям давления на скважине №325, диаметр сужения – 26,0 мм

№ режима	Потери давления, кгс/см²	Расход газа, по потерям давления, тыс. м³/сут	Расход газа ДИКТ, тыс. м³/сут	Относительное отклонение, %
1	2	3	4	5
1	0,64	87,1	88,8	-1,89
2	0,28	60,3	61,7	-2,30
3	0,42	73,2	75,9	-3,57
4	1,07	106,8	106,7	0,10
5	1,57	122,3	122,7	-0,29
6	2,20	135,6	133,3	1,69
7	3,21	149,2	140,9	5,88

скважин) на нескольких режимах и результатов исследований на газоконденсатную характеристику (для газоконденсатных скважин) не менее чем на трех режимах. На каждом исследуемом режиме регистрируются показания неградуированной системы «Поток» (в условных единицах).

Затем эти показания ставятся в соответствие с вычисленными значениями дебита традиционными способами по результатам исследований и, на этой основе, с помощью специальной программы рассчитываются градуировочные коэффициенты. Отградуированная система измеряет расход фаз потока в именованных единицах.

Второй способ, названный экспресс – градуировкой, предусматривает вычисление градуировочных коэффициентов по результатам проведения исследований всего на одном режиме. Такая градуировка оказывается эффективной для целей оперативного измерения

дебита скважин и в полной мере удовлетворяющей требованиям технологического контроля добычи.

Третий способ градуировки не предусматривает проведения газодинамических исследований и выброса продукции в атмосферу. Градуировка производится по одной точке на рабочем режиме работы скважины. Вычисление дебита на этом режиме производится по измеренным данным потерь давления на измерительном участке, включающем сужающее устройство специальной формы, а также с учетом априорных сведений о составе продукции («экспресс»-градуировка). В остальном, процедура градуировки производится как во втором способе.

Остановимся более подробно на последнем способе проведения градуировки. Он основан на известном методе измерения расхода по переменному перепаду давления [9,10] с учетом известных

ограничений по соответствию потока продукции скважин характеристикам измеряемой среды, указанным в этом методе.

Надо отметить, что в реальных промысловых условиях затруднительно измерить перепад давления на формирователе потока, поскольку это потребовало бы существенного усложнения обвязки измерительного участка. Нами проведены исследования на ряде газовых и газоконденсатных скважин, которые позволили выявить связь между потерями и перепадом давления на сужении специальной формы, применяемой в системах «Поток». На основании этих сведений и, считая форму сужения близкой по профилю к стандартным соплам, была написана программа расчета расхода по потерям давления. В таблицах 1 и 2 приводятся результаты расчетов расхода газа по потерям давления на газовых скважинах Уренгойского НГКМ и их сопоставления с одновременно измеренными расходами с применением промысловых средств контроля (ДИКТ).

Для обеих газовых скважин достигнута хорошая сходимость результатов измерения расхода газа с использованием ДИКТ и расчета расхода газа по потерям давления.

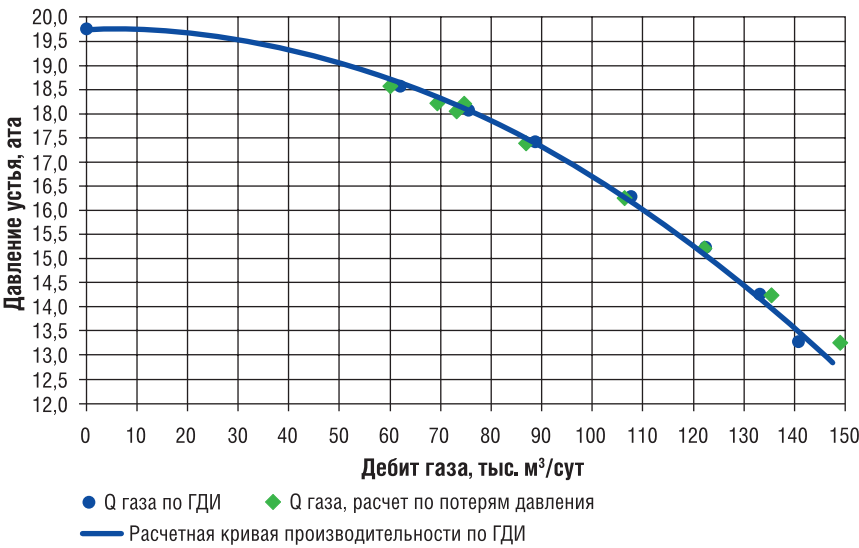
Для основного объема данных максимальная относительная погрешность не превысила 5%, а для большого значения потерь давления (выше 2 кгс/см²) погрешность расчета расхода газа не превышает 6%. Отметим, что исследованные газовые скважины существенно отличаются по своим расходным характеристикам. Диаметр сужения, соответственно, также значительно различается. При этом алгоритм расчета расхода по потерям давления дает хорошие результаты, как на малых дебитах, так и при существенных дебитах газа.

Графическое представление полученных результатов для скважины 325 показано на рисунке 3.

При расчете расхода по потерям давления на газовых скважинах значение плотности газа принималось равным 0,7 кг/м³.

В качестве параметра плотности на газоконденсатной скважине задавалась плотность пластового газа для соответствующего режима

РИСУНОК 3. Сопоставление результатов расчета расхода газа по потерям давления с расходами, определенными по ДИКТ (в ходе ГДИ)



исследования. На основании рассчитанного расхода пластового газа определялись расход газа сепарации и стабильного конденсата, используя такие параметры, как потенциальное содержание C5+ и коэффициент пересчета на пластовый газ.

В расчетах расхода пластового газа по потерям давления используются следующие параметры: потери давления на измерительном участке, плотность пластового газа, температура, диаметр сужения (формирователя потока), давление газа в линии. Далее определяется расход стабильного конденсата путем перемножения полученной величины расхода пластового газа на потенциальное содержание C5+ и расход газа сепарации путем деления расхода пластового газа на коэффициент пересчета. При проведении вычислений использовались следующие значения параметров (таблица 3):

Результаты расчетов и сравнение с расходами, измеренными контрольными средствами (сепаратор и ДИКТ), показаны в таблице 4.

Полученные результаты свидетельствуют о хорошей сходимости расчета расхода по потерям давления со значениями расходов, измеренных контрольными средствами.

ТАБЛИЦА 3. Параметры для расчета расхода на газоконденсатной скважине

Режим ГКИ	Плотность пластового газа	Потенциальное содержание ПС5+В	Коэффициент пересчета на пластовый газ
	кг/м³	г/м³	-
1	2	3	4
1	0,781	48,5	1,00923
2	0,780	48,8	1,01079
3	0,779	47,8	1,00787
4	0,783	48,4	1,00886

ТАБЛИЦА 4. Результаты расчетов расхода по потерям давления на скважине № 2302, диаметр сужения – 25,5 мм

№	Потери давления, кгс/см²	Расчет расхода по потерям давления		Измерение расхода контрольными средствами (сепаратор + ДИКТ)		Относительное отклонение	
		Расход газа сепарации, тыс. м³/сут	Расход стабильного конденсата, т/сут	Расход газа сепарации, тыс. м³/сут	Расход стабильного конденсата, т/сут	Расход газа, %	Расход стабильного конденсата, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1,13	184,3	9,02	184,0	9,01	0,13	0,12
2	0,47	124,9	6,18	119,7	5,90	4,36	4,82
3	2,08	234,9	10,96	236,8	11,41	-0,81	-3,93
4	1,15	186,0	8,82	185,9	9,08	0,02	-2,85

Таким образом, можно говорить, что предложенный алгоритм расчета расхода по потерям давления является универсальным как для газовых, так и газоконденсатных скважин, обеспечивая хорошую сходимость результатов при сравнении с контрольными средствами измерения. Данный алгоритм реализован в «экспресс»-градуировке систем «Поток».

Пример использования такой процедуры показан в таблице 5. В таблице представлены расходы соответствующих фаз – газа сепарации и стабильного конденсата, полученные на различных режимах в ходе проведения газоконденсатных исследований с использованием ДИКТ и сепаратора (столбцы 5 и 6). Эти значения сопоставляются с соответствующими параметрами, измеренными системой «Поток», градуировка которой выполнена двумя способами – по нескольким точкам (стандартная градуировка) и по потерям давления («экспресс»). В столбцах 11 – 14 показаны значения относительного расхождения между измерениями системы «Поток» и контрольных средств.

ТАБЛИЦА 5. Сопоставление результатов измерения расхода с применением сепаратора и ДИКТ и показаний системы «Поток», отградуированной по стандартной и «экспресс»-градуировке на скважине № 2302

№	Р _{уст}	Т _{уст}	Контрольные средства			Измерения системы «Поток»				Относительное отклонение			
			Дикт	Q _{г.сеп.}	Q _{ст.к-та}	Q _{г.станд.град.}	Q _{ст.к-тастанд.град.}	Q _{г.экспр.град.}	Q _{ст.к-таэкспр.град.}	Q _{г.станд.}	Q _{ст.к-тастанд.}	Q _{г.экспр.}	Q _{ст.к-таэкспр.}
	ата	оС	мм	тыс. м³/сут	т/сут	тыс. м³/сут	т/сут	тыс. м³/сут	т/сут	%	%	%	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	53,11	33,8	23,0	184,0	9,01	184,9	8,90	185,9	8,90	0,50	-1,16	1,03	-1,14
2	56,85	31,9	18,0	119,7	5,90	119,1	5,97	115,4	6,05	-0,48	1,15	-3,56	2,49
3	49,04	36,8	27,0	236,8	11,41	236,4	11,46	243,6	11,35	-0,18	0,41	2,88	-0,54
4	53,38	34,4	23,0	185,9	9,08	185,5	8,90	186,5	8,91	-0,25	-1,91	0,29	-1,88

Примечание: Р_{уст}, Т_{уст} – давление и температура устья, Дикт – диаметр диафрагмы ДИКТ, Q_{г.}, Q_{г.сеп.}, Q_{ст.к-та} – расходы газа, газа сепарации, стабильного конденсата, соответственно

РИСУНОК 4. Графическое представление результатов исследований и сопоставление результатов измерений газа сепарации на скважине №2302

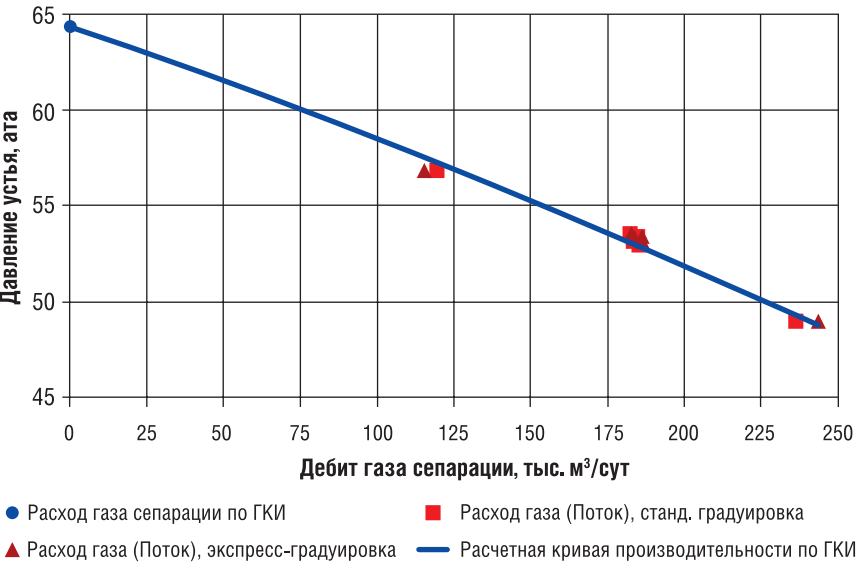
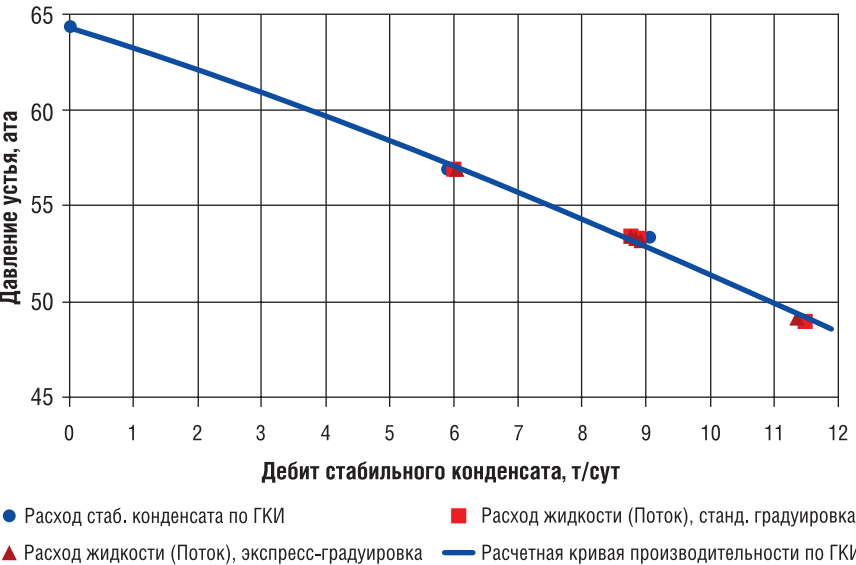


РИСУНОК 5. Графическое представление результатов исследований и сопоставление результатов измерений стабильного конденсата на скважине №2302



Сравнительное графическое представление полученных результатов показано на рисунках 4 и 5.

Полученные значения относительных расхождений измерения расхода свидетельствуют о хороших точностных характеристиках, удовлетворяющих требованиям технологического контроля.

Отметим, что подобные по точности результаты получены при исследовании большого количества газовых и газоконденсатных скважин.

Таким образом, данные, полученные в результате расчета по потерям давления на одном из режимов (обычно – на рабочем в газосборный коллектор), могут быть использованы для «экспресс»-градуировки системы «Поток» по одному режиму. Причем, при расчете возможно использовать универсальный алгоритм и программу как для газовых, так и для газоконденсатных скважин. В такой ситуации нет необходимости проводить специальные мероприятия, связанные с отключением скважины от газосборного коллектора, изменением режима ее работы и выпуском газа в атмосферу при проведении процедуры градуировки системы «Поток».

Конечно, в рассмотренной методике градуировки есть моменты, которые требуют дальнейшей проработки. Так, при расчете расхода по потерям давления требуются некоторые априорные сведения о параметрах измеряемой среды. Для расхода газа на газовых

скважинах, в частности, это данные о плотности. Зная параметры фонда скважин, можно говорить о незначительном с точки зрения получаемой погрешности расчета, различии плотности продукции между скважинами. Иная картина на газоконденсатных скважинах. Содержание конденсата в пластовом газе (смеси) может варьироваться в широком диапазоне (отличаться в несколько раз). Плотность смеси также будет существенно отличаться. Если известны результаты исследований на конкретной скважине, то в расчете расхода можно использовать их. Если таких исследований на скважине не проводилось, возможно использование параметров скважин, которые эксплуатируют аналогичные горизонты на промысле. Однако в таком случае точность определения расхода может быть ниже. С другой стороны, необходимые для градуировки систем «Поток» данные могут быть получены на основе исследования проб продукции скважин.

Обобщая результаты значительного количества исследований, выполненных за последние годы,

можно заключить, что системы серии «Поток» эффективны для целей оперативного контроля технологического режима работы газовых и газоконденсатных скважин. Отличаясь компактностью и надежностью работы в суровых климатических и эксплуатационных условиях, они позволяют контролировать дебит по газу и жидкости с хорошей для технологических целей точностью.

Литература

1. Руководство по исследованию скважин. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. ВНИИГАЗ. Москва: Наука, 1995, с. 499.
2. Современные технологии комплексного контроля расходных параметров продукции скважин / Кучеров Г.Г., Битюков В.С., Ланчаков Г.А., Ермолкин О.В., Гавшин М.А. // Газовая промышленность. – 2006. – №3. – С. 30–34.
3. Оценка информационных свойств современных систем измерения дебита газовых и газоконденсатных скважин / Браго Е.Н., Ермолкин О.В. // Газовая промышленность. – 2013. – №05. – С. 82–85.
4. Микроволновые методы оперативного анализа природного газа и конденсата, Т.1. Монография / Москалев И.Н., Костюков В.Е. – Саратов: ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», 2013, Т.1, С. 420, 250 экз. ISBN 978-5-9515-0226-1, ISBN 978-5-9515-0227-8.
5. Новые технологии и информационно-измерительные системы контроля

нефтегазодобычи / Е. Н. Браго, О. В. Ермолкин, М. А. Гавшин // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2009. – № 1/254. – С.92–104.

6. Пат. 2105145 Российская Федерация, МПК E21B 47/10 (1995.01). Способ измерения расхода фаз газожидкостного потока / Браго Е.Н., Ермолкин О.В., Карташов В.Ю., патентообладатели Российская государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина (RU), Браго Евгений Николаевич. Заявка: 96114284/03, 17.07.1996. Опубл. 20.02.1998.
7. Информационно-измерительные системы оперативного контроля режима работы скважин серии «ПОТОК» / Битюков В.С., Ланчаков Г.А., Браго Е.Н., Ермолкин О.В., Великанов Д.Н. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2002. – №1. – С. 43–52.
8. Разработка и исследование измерительного преобразователя пульсаций давления для решения задач измерения расхода / О.В. Ермолкин, Д.Н. Великанов, И.Ю. Храбров, М.А. Гавшин // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2011. – № 3. – С. 112–126.
9. ГОСТ 8.586.1-2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования.
10. ГОСТ 8.586.3-2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования.

KEY WORDS: flow measurement, spectrometric method, multiphase flow meters, the flow rate of the well.

АТАМАН

www.ataman-guns.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ

АКСЕССУАРЫ

НОВИНКИ

ООО «Демьян»

+7 (495) 9847629

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

с использованием современных средств разработки

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ УСКОРЕННЫМИ ТЕМПАМИ УВЕЛИЧИВАЕТСЯ ПОТЕНЦИАЛ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА, ПОЯВЛЯЮТСЯ НОВЫЕ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ, РАСШИРЯЮТСЯ РЫНКИ СБЫТА РОССИЙСКОЙ НЕФТИ И ГАЗА, СОВЕРШЕНСТВУЕТСЯ И РАЗВИВАЕТСЯ ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ, РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК ХРАНИЛИЩ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И СЖИЖЕННОГО ГАЗА, РЯД КРУПНЫХ КОМПАНИЙ СОЗДАЮТ СВОЙ СОБСТВЕННЫЙ ТРАНСПОРТНЫЙ ФЛОТ, СТРОЯТСЯ НОВЫЕ ПОРТЫ ПО ПЕРЕВАЛКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПРОДУКЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ДОЛЖНА БЫТЬ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОЙ НА ВНУТРЕННЕМ И ВНЕШНЕМ ТОВАРНЫХ РЫНКАХ. В ЭТОЙ СВЯЗИ, КАК ЗА РУБЕЖОМ, ТАК И В РОССИИ ПОНИМАЮТ НЕОБХОДИМОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА РАЗЛИЧНЫХ УРОВНЯХ УПРАВЛЕНИЯ И ОСОБЕННО НА САМОМ НИЖНЕМ – УРОВНЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ И УМЕНЬШИТЬ ОБЩИЕ ЗАТРАТЫ. МНОГООБРАЗИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ, СЛОЖНОСТЬ ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦИИ ВЕДУТ К НЕОДНОЗНАЧНОСТИ В ПОДХОДАХ К ИХ РЕШЕНИЮ. В ЭТОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА АСУ ТП РЕКТИФИКАЦИИ ТАРЕЛЬЧАТЫХ КОЛОНН НА БАЗЕ SCADA-СИСТЕМЫ GENESIS32. В КАЧЕСТВЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ БАЗЫ БЫЛА ИСПОЛЬЗОВАНА ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ТАРЕЛЬЧАТЫХ РЕКТИФИКАЦИОННЫХ КОЛОНН, ОБЪЕДИНЕННАЯ С АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ, ТАК ЖЕ ВКЛЮЧАЮЩЕЙ В СЕБЯ СИСТЕМУ ПРОБООТБОРА И АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЕ ПРОИЗВОДИТЬ ПОЛНЫЙ АНАЛИЗ РАБОЧИХ СМЕСЕЙ. ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЯ БЫЛО СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕКТИФИКАЦИЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА, ПОЛНОСТЬЮ КОМПЕНСИРУЮЩЕЙ ВОЗМУЩАЮЩИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И ПОСЛЕДУЮЩЕЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ SCADA-СИСТЕМЫ НА ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКЕ. ПРЕДЛОЖЕННЫЙ В СТАТЬЕ МЕТОД УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ РЕКТИФИКАЦИИ В КОЛОННЕ ТАРЕЛЬЧАТОГО ТИПА ПОЗВОЛИТ СВОЕВРЕМЕННО ОБНАРУЖИВАТЬ НЕСТАНДАРТНЫЕ СИТУАЦИИ ПРИ РАБОТЕ СИСТЕМЫ И ПРИНИМАТЬ НЕОБХОДИМЫЕ МЕРЫ ПО ИХ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ, ЧТО В КОНЕЧНОМ ИТОГЕ ПОЗВОЛИТ УЛУЧШИТЬ КАЧЕСТВО ПРОДУКТА, УВЕЛИЧИТЬ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ УСТАНОВКИ, СЭКОНОМИТЬ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

DURING LAST YEARS THE POTENTIAL OF COMPANIES FROM THE RUSSIAN GAS AND OIL SECTOR HAS BEEN GROWING RAPIDLY. THERE ARE DEVELOPMENT OF NEW INVESTMENT PROJECTS ON PROSPECTING AND PRODUCTION OF HYDROCARBONS; ENLARGEMENT OF THE MARKET CHANNELS FOR SELLING RUSSIAN GAS AND OIL; IMPROVEMENT AND ENHANCEMENT OF PIPELINE TRANSPORTATION, TANK BATTERIES FOR STORAGE OF OIL, OIL PRODUCTS, AND LIQUEFIED GAS; NUMEROUS LARGE COMPANIES CREATE THEIR OWN CARGO SHIPPING, CONSTRUCT NEW PORTS FOR HYDROCARBONS RELOADING. PRODUCTS PRODUCED BY THE GAS AND OIL INDUSTRY MUST BE COMPETITIVE BOTH AT THE LOCAL AND THE GLOBAL GOODS MARKETS. WITH THIS AIM FOREIGN AND RUSSIAN SPECIALISTS UNDERSTAND THE IMPORTANCE OF APPLICATION OF THE UP-TO-DATED TECHNOLOGIES AT VARIOUS LEVELS OF MANAGEMENT AND, AT THE OPERATING PROCEDURES, WHICH IS THE MOST VITAL ISSUE. EFFICIENT MANAGEMENT CAN SIGNIFICANTLY IMPROVE QUALITY OF MANUFACTURED PRODUCTS AND REDUCE TOTAL COSTS AND EXPENSES. VARIETY OF MODERN APPROACHES AND METHODS OF AUTOMATION, COMPLEXITY OF AUTOMATION TASKS STIPULATE VARIETY IN SOLVING SUCH TASKS. THIS PAPER DISCUSSES PROCESS FLOW CHART FOR THE AUTOMATED PROCESS CONTROL SYSTEM (ASU TP) ON PLATE COLUMNS DISTILLATION BASED ON GENESIS32 SCADA SYSTEM. A TEST ASSEMBLY OF THE PLATE DISTILLATION COLUMNS CONNECTED WITH THE AUTOMATED CONTROL SYSTEM, WHICH INCLUDES A SAPLING SYSTEM AND ANALYTICAL EQUIPMENT PROVIDING THE FULL SCALE SAMPLING OF OPERATING FLUIDS, WAS USED AS AN EXPERIMENTAL PLANT. THE AIM OF THE RESEARCH WAS TO DEVELOP AN OPTIMAL SYSTEM FOR DISTILLATION CONTROL USING A MATHEMATICAL MODEL OF THE PROCESS, WHICH WOULD IN FULL VOLUME COMPENSATE DISTURBANCE AND PROCESS SIMULATION ON THE TEST ASSEMBLY USING THE SCADA SYSTEM. THE METHOD OF CONTROL OVER THE DISTILLATION PROCESS IN A PLATE COLUMN SUGGESTED IN THIS PAPER WILL PROVIDE TIMELY DISCOVERING EMERGENCIES DURING SYSTEM OPERATION AND TAKE ALL REASONABLE MEASURES TO RECOVER THEM. SUCH APPROACH WILL IMPROVE THE PRODUCT QUALITY CONSIDERABLE, ENLARGE PRODUCTION CAPACITIES, AND REDUCE ENERGY COSTS

Ключевые слова: Ректификация, SCADA-система, системы автоматического управления, оптимальное управление.

Белоглазов Илья Ильич,
к.т.н.,
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Курбанов Бобомурод Хасанович,
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

УДК 681.5

Автоматизация процесса ректификации представляет собой сложную практическую задачу вследствие большого числа различных взаимосвязанных параметров, со сложной и недостаточно изученной динамикой процесса. К тому же ректификационная колонна – объект управления со значительной инерционностью и временем запаздывания по каналам управления [1].

Сегодня значительно расширились возможности автоматизации, контроля и регулирования процесса ректификации. Использование контроллеров и SCADA-системы в качестве центрального управляющего органа позволяет учесть более широкий спектр технологических требований и повысить надежность поддержания оптимального технологического режима.

Целью исследования было создание системы оптимального управления ректификацией с использованием математической модели процесса, полностью компенсирующей возмущающие воздействия [2] и дальнейшее моделирование процесса с использованием SCADA-системы на лабораторной установке. Целью управления является поддержание заданного состава целевого продукта.

Анализ технологического процесса как объекта управления

Основными регулируемыми технологическими величинами являются составы дистиллята и кубового остатка. На чистоту этих

целевых продуктов оказывает влияние ряд возмущающих воздействий процесса – состав сырья, давление в колонне, а так же другие величины [3].

Основные управляющие воздействия – расход флегмы в колонну и температура термостата. Причем изменение расхода флегмы относительно быстро приводит к изменению состава дистиллята и одновременно с большим запаздыванием и в значительно меньшей степени – к изменению состава кубового остатка. Изменение же температуры термостата приводит в основном к изменению состава кубового остатка; состав флегмы при этом изменяется намного слабее.

Применительно к непрерывному процессу ректификации поддержание заданного по технологическому регламенту состава целевого потока является целью управления процессом. Состав потока, не содержащий целевого продукта, может меняться в определенных пределах вследствие изменения состава и скорости подачи исходного питающего потока. Возмущения по составу и расходу питающей смеси приводят к изменению давления, температуры, состава жидкости и паров в колонне. Но эти возмущения являются контролируемыми и могут быть учтены при реализации задач оптимального управления.

Наиболее сложным случаем управления ректификационной установкой является случай, когда целевыми потоками являются как поток дистиллята, так и поток кубовой жидкости. В таком случае требуется

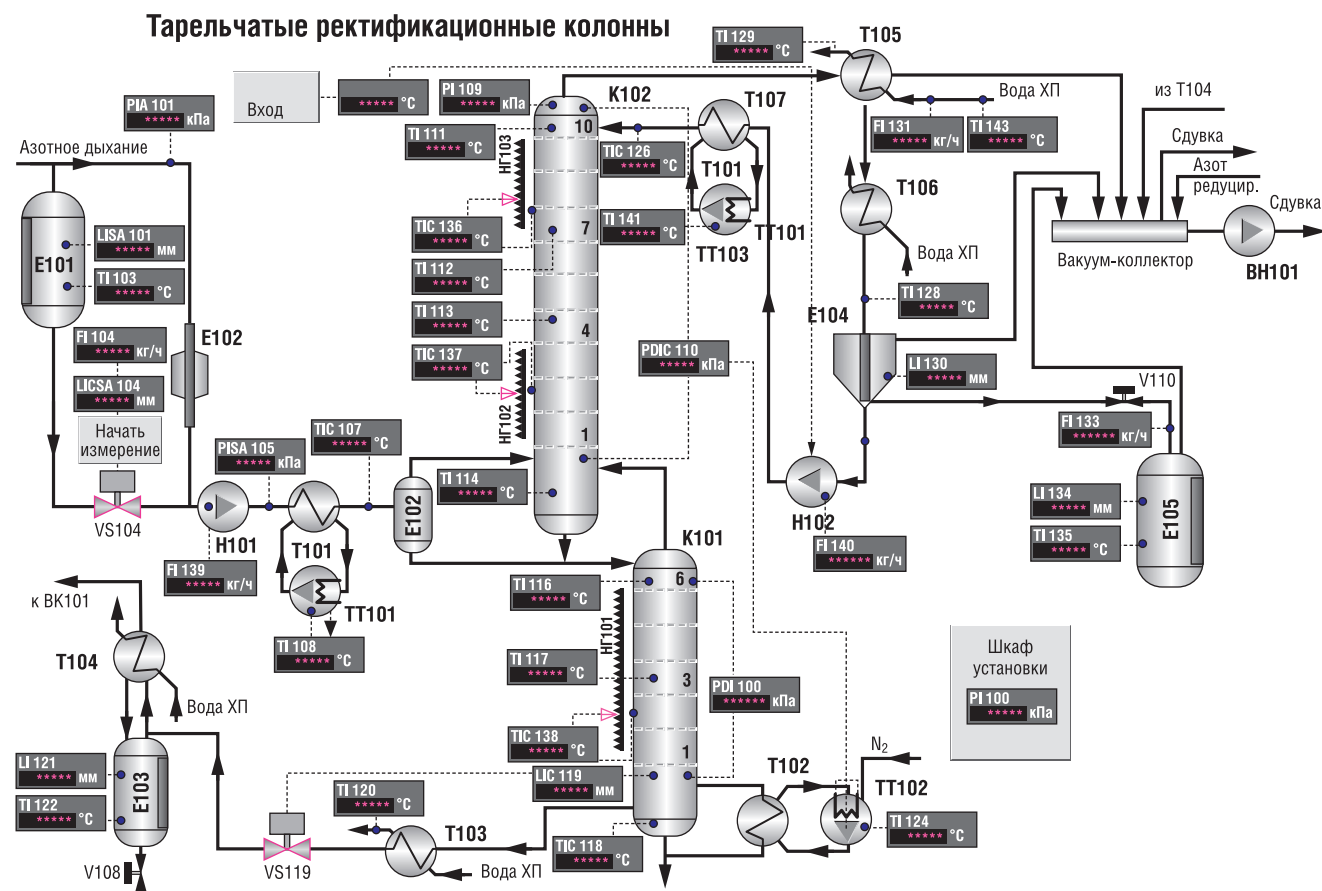
поддерживать заданный состав обоих потоков, а воздействие на состав кубовой жидкости или косвенно на ее температуру приводит к возмущению состава дистиллята через изменение температуры термостата, наоборот, воздействие на расход флегмы с целью стабилизации состава дистиллята влияет на состав кубовой жидкости. Взаимное влияние управляющих воздействий по обоим каналам на управляемые параметры вызывает дестабилизацию режима работы ректификационной колонны [6].

Трудности в одновременной стабилизации состава кубовой жидкости и дистиллята могут быть преодолены двумя способами. Первый способ состоит в автономном регулировании обоих параметров путем воздействия не только по основному каналу регулирования, например изменением температуры термостата, но и компенсируя возмущение по перекрестному каналу, например изменением расхода флегмы. Настроить такие контуры регулирования при соблюдении полной автономности довольно трудно. Второй способ состоит в управлении по возмущению с использованием математической модели тарельчатой ректификационной колонны. Технологическая схема лабораторной установки разработана в SCADA-системе GENESIS32 и представлена на рис. 1.

Основные обозначения (рис. 1): K101–K102 – ректификационная колонны, TT101–TT102 – термостаты, T101–T107 – дефлегматоры; H101–H102 насосы, FI140, FI139, FL133 – датчики расхода флегмы, расхода



РИС. 1. Технологическая схема тарельчатых ректификационных колонн



исходной смеси, расхода дистиллята соответственно, E101–E105 – емкости для сбора технологических жидкостей, LI121 – уровень кубовой жидкости.

Управление предполагается вести следующим образом. Датчики расхода (FI139 на насосе H201) и значение состава QT (полученное в данной работе на аналитическом оборудовании) питающего потока (эти величины являются основными возмущающими воздействиями) измеряют текущие значения технологических параметров. Унифицированный выходной сигнал с датчика поступает на аналоговый вход контроллера. Значение аналогового сигнала преобразуется в цифровой код, а затем в значение технологического параметра. Для измеренных текущих значений расхода и состава питающего потока с помощью математической модели рассчитывается температура на термостате и расход флегмы (управляющие воздействия), при которых обеспечиваются требуемые составы кубовой жидкости в емкость E103 и дистиллята в E105. Требуемый расход флегмы выдается в качестве

задания насосу H102 расхода флегмы, а требуемое значение температуры на термостат TT102.

Показателями качества управления могут быть такие свойства системы управления, как, например, точность поддержания заданного режима работы объекта управления, время достижения цели управления, значение максимальной ошибки в определенном режиме функционирования, надежность безотказной работы, производительность и качество выпускаемой продукции, затраты сырья или электроэнергии, себестоимость продукции, мощность используемого оборудования и т.д. Конкретизация обобщенного показателя качества в общей теории оптимальных систем не осуществляется и проводится в каждой частной задаче индивидуально. Наиболее часто обобщенный показатель качества представляет функционал, и его можно описать в форме интегрального соотношения [8]:

$$J = \int_{t_0}^t G(U(t), Y(t), F(t), X(t), t) dt \quad (1)$$

где $U(t)$ – управление, $Y(t)$ – управляемый процесс, $F(t)$ –

возмущения, $X(t)$ – задающее воздействие, t – время.

Функция G определяет конкретный физический смысл показателя качества. Введение показателя (1) позволяет сформулировать задачу оптимального управления.

Задача оптимального управления заключается в следующем: в области допустимых управлений $\Omega(U)$ следует найти такое допустимое управление $U(t)$, при котором показатель качества (1) при заданных $F(t)$, $X(t)$ достигает экстремального значения:

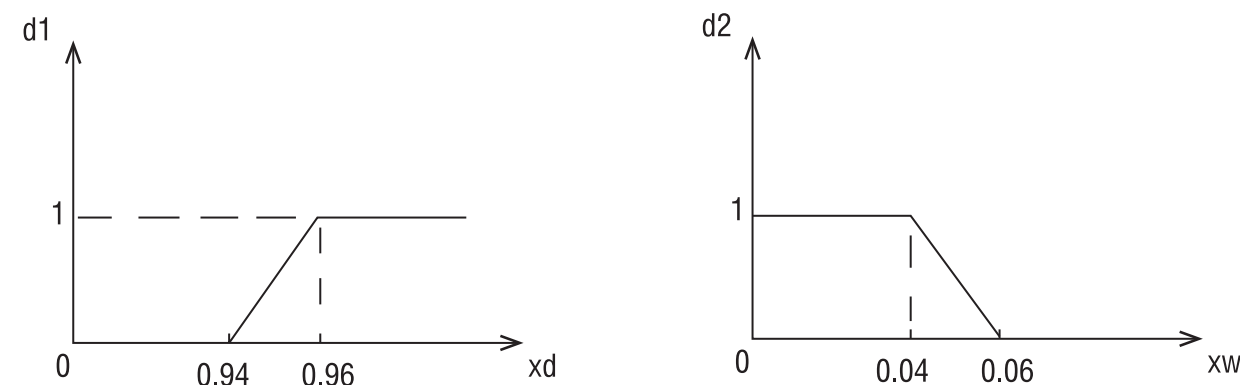
$$J = \text{extremum}, U(t) \in \Omega(U) \quad (2)$$

а объект управления переводится из начального состояния $Y(t_0)$ в конечное $Y(T) \in Q_1$, оставаясь в области допустимых состояний $Y(t) \in Q(Y)$ при всех $t \in [t_0, T]$. Условие (2) называют критерием оптимальности.

Критерий оптимальности в нашем случае – состав выходных целевых потоков (кубовой жидкости X_w и дистиллята X_d), заданный технологическим регламентом.

Для контроля двух составов необходимо использовать

РИС. 2. Функции желательности, контролирующие выполнение ограничений



комплексный показатель. Его определяют обычно с помощью функции желательности [7].

Рассмотрим построение функций желательности для ограничений:

$$X_d \geq 0.96 \quad (3)$$

$$X_w \leq 0.04 \quad (4)$$

Функция желательности d_1 относится к ограничению (3), $d_1 = 1$ (желательная функция), если ограничение (3) выполняется, и $d_1 = 0$, если ограничение (3) не выполняется. С точностью до 0.01 функция желательности d_1 определяется по следующей логической схеме:

Если $X_d < 0.94$, то $d_1 = 0$;

если $X_d > 0.96$, то $d_1 = 1$;

если $X_d > 0.94$ и $X_d < 0.96$, то $d_1 = (X_d - 0.94)/0.02$.

Аналогично d_1 вводим функцию желательности d_2 , контролирующую выполнение ограничения (4). Величина d_2 определяется по следующей логической схеме:

Если $X_w < 0.04$, то $d_2 = 1$;

если $X_w > 0.06$, то $d_2 = 0$;

если $X_w > 0.04$ и $X_w < 0.06$, то $d_2 = (0.06 - X_w)/0.02$.

Графически функции желательности d_1 и d_2 представлены на рис. 2.

Комплексный показатель, контролирующий выполнение обоих ограничений (3) и (4), может быть представлен как геометрическое среднее частных функций желательности:

$$D = \sqrt{d_1 \cdot d_2} \quad (5)$$

Если удастся добиться того, чтобы $D = 1$, то выполняются оба ограничения по составу выходных потоков процесса ректификации. Оптимизационная задача

управления процессом состоит в определении значений расхода флегмы и производительности кипятильника, при которых $D = D_{\max}$.

Для решения поставленной задачи используется математическая модель процесса ректификации в колонне тарельчатого типа, которая состоит из системы уравнений, определяющей распределение концентрации в потоках пара и жидкости по высоте колонны [5]. Для построения модели вся колонна высотой H разбивается на бесконечно малые элементы величиной dh , и для каждого такого элемента записываются: основное уравнение массопередачи [4] (для жидкой и паровой фаз, для укрепляющей и исчерпывающей частей колонны), рассчитываются мольные доли легколетучего компонента в жидкой и паровой фазах на каждом элементарно малом участке насадки. В результате итерационного метода решения данной системы уравнений находим реальные значения концентраций кубовой жидкости и дистиллята при определенных условиях работы колонны. И в математическом обеспечении системы управления закладывается эта модель с применением метода сканирования для определения оптимального режима работы колонны.

Разработанная математическая модель, может быть использована для управления процессом ректификации по возмущению. Для измеренных значений расхода питающего потока и его состава (возмущающие воздействия) рассчитываются оптимальные значения расхода флегмы и температуры термостата (управляющие воздействия), при которых обеспечиваются заданные

составы кубовой жидкости и дистиллята. Найденное значение расхода флегмы выдается в качестве управляющего сигнала на насос для подачи флегмы, а найденная температура посылает задание на термостат.

Таким образом, предложенный алгоритм оптимального управления процессом ректификации в колонне тарельчатого типа позволит своевременно обнаруживать нестандартные ситуации при работе системы и принимать необходимые меры по их нейтрализации, что в конечном итоге позволит улучшить качество продукта, увеличить производительность установки, сэкономить энергоресурсы. ●

Литература

1. Анисимов И.В. Автоматическое регулирование процесса ректификации. – Изд. 2-е. – М.: Гостехиздат, 1961. – 178 с.
2. Песков Н.П. Система оптимального управления ректификацией этаноламинов с использованием математической модели процесса // Современные проблемы науки и образования. – 2011. – № 6.
3. Дудников Е.Г. Автоматическое управление в химической промышленности. – М.: Химия, 1987. – 312 с.
4. Кафаров В.В. Основы массопередачи. – М.: Химия, 1975. – 285 с.
5. Кафаров В.В., Глебов М.Б. Математическое моделирование основных процессов химических производств: учеб. пособие. – М.: Высш. шк., 1991. – 277 с.
6. Мончарж Э.М. Постановка задач автоматизации технологических процессов. – Н. Новгород, 2003. – 87 с.
7. Холоднов В.А., Дьяконов В.П. Математическое моделирование и оптимизация химико-технологических процессов: практ. руководство. – СПб.: Профессional, 2003. – 312 с.
8. Чураков Е.П. Оптимальные и адаптивные системы: учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 256 с.
9. Ермоленко, А.Д. Автоматизация процессов нефтепереработки: уч. пос./СПб.: Профессия, 2012. – 304 с.

KEY WORDS: Rectification, SCADA- system, automatic control systems, optimal control.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Концепция теплового метода с применением автономных ветроэлектрических установок



ДОБЫЧА НЕФТИ – ОДНА ИЗ ОСНОВНЫХ ОТРАСЛЕЙ ДОБЫЧИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В РОССИИ. ДОЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ДОХОДОВ В БЮДЖЕТЕ РФ В 2015 ГОДУ СОСТАВИЛА 44,4% ВМЕСТО ЗАПЛАНИРОВАННЫХ 51,2% [1]. ПРИ ЭТОМ РЕШЕНИЕ ВОПРОСА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЗВОЛИТ СНИЗИТЬ СЕБЕСТОИМОСТЬ ГЛАВНОГО ЭКСПОРТНОГО ПРОДУКТА СТРАНЫ И УВЕЛИЧИТЬ ОБЪЕМЫ ДОБЫВАЕМОГО СЫРЬЯ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНО ПОЛОЖЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМИЧЕСКОГО МЕТОДА ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОНОМНЫХ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

OIL PRODUCTION IS ONE OF THE PRINCIPLE BRANCHES OF THE FOSSIL FUELS PRODUCTION INDUSTRY IN RUSSIA. IN 2015, THE PERCENTAGE OF THE OIL AND GAS REVENUES IN THE RF BUDGET AMOUNTED TO 44.4% INSTEAD OF THE PLANNED 51.2% [1]. HOWEVER SOLUTION OF THE EFFICIENCY ENHANCEMENT WILL MAKE IT POSSIBLE TO REDUCE PRIME COSTS OF THE MAIN EXPORTING PRODUCT OF OUR COUNTRY AND INCREASE VOLUMES OF THE EXTRACTED RAW MATERIALS. THIS PAPER REPRESENTS THE CONCEPT OF THERMAL APPROACH OF THE OIL EXTRACTION INTENSIFICATION USING AUTONOMOUS WIND POWER PLANTS

Ключевые слова: ВЭУ, интенсификация добычи нефти, электротермическое воздействие, ветроэлектрическая установка, депарафинизация.

**Бельский Алексей
Анатольевич,**
к.т.н.,
ассистент кафедры электроэнергетики
и электромеханики,
Национальный минерально-сырьевой
университет «Горный»

Климко Василий Иванович,
к.т.н.,
ассистент кафедры транспорта и
хранения нефти и газа,
Национальный минерально-сырьевой
университет «Горный»

Одной из проблем, осложняющей добычу нефти, является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на скважинной арматуре и на стенках скважины. Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы и сокращению межремонтного периода работы скважины, что сказывается на себестоимости добычи нефти. На рисунке 1 показано относительное уменьшение поперечного сечения вследствие накопления АСПО на стенках скважины [2].

Наиболее эффективными способами борьбы с этим негативным явлением являются тепловые методы воздействия на ствол скважины, основанные на способности АСПО не образовывать твердой фазы или плавиться при температурах, превышающих температуру кристаллизации (для парафинов $35 \div 50^\circ\text{C}$).

УДК 622.276.6

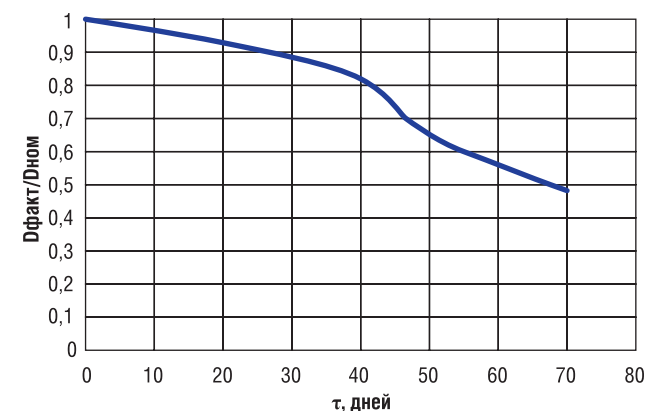
Тепловое воздействие используют в основном в тех случаях, когда добываемая нефть характеризуется высокой вязкостью или значительным содержанием парафинов, смол и асфальтенов. Подогрев позволяет предотвратить образование АСПО в поровом пространстве пласта, что ведет к увеличению добычи нефти.

Решением вопроса теплового воздействия на ствол скважины может стать использование стационарной установки электропрогрева скважины (УЭПС). Подогрев осуществляется с помощью нагревательного кабеля, размещаемого непосредственно во внутреннем или затрубном пространстве насосно-компрессорных труб в скважине, что позволяет осуществлять прогрев по всей длине на глубину до 1800 м любых типов скважин при фонтанном, газлифтном и электромеханическом способе добычи нефти.

Широкому внедрению УЭПС мешают проблемы, связанные с электроснабжением. Учитывая, что 1 м нагревательного кабеля потребляет до 60 Вт [3], для прогрева скважин длиной от 800 до 1800 м, требуется от 48 до 100 кВт резервной мощности, а для куста из 6 скважин до 300 кВт при работе установки прогрева в периодическом режиме. Существующие сети электроснабжения скважин не рассчитаны на передачу такой дополнительной мощности. В качестве альтернативы реконструкции или постройки новых электрических сетей может выступать использование автономных энергокомплексов на базе ветроэлектрических установок (ВЭУ).

Проведенный анализ карты ветров России (см. рисунок 2) показывает, что свыше половины территории страны, не охваченной централизованной системой электроснабжения (СЭС), обладает высоким ветроэнергетическим потенциалом. При этом низкие показатели ветропотенциала восточносибирского региона могут быть успешно скомпенсированы за счет использования солнечной энергии, а применение фотоэлектрических станций способно значительно повысить эффективность автономных электротехнических комплексов [4].

РИС. 1. Изменение относительного диаметра в результате накопления АСПО на стенках скважины



Состав электротехнического комплекса (ЭТК) электропрогрева скважины с использованием ВЭУ включает в себя (см. рисунок 3): ВЭУ с многополюсным генератором на постоянных магнитах, вырабатывающую трехфазный переменный ток (переменной частоты); диодный выпрямитель, для получения постоянного тока; шкаф управления.

Целью работы является выбор оптимальной концепции термической интенсификации добычи нефти с применением автономных ветроэлектрических установок.

Для достижения поставленной цели предложены несколько вариантов исполнения:

- 1) Полученный постоянный ток от ЭТК с ВЭУ через DC/DC-преобразователь, регулирующий ток и напряжение, поступает в нагревательный кабель, размещаемый в стволе скважины по всей ее длине (см. рисунок 3). При этом для управления процессом прогрева скважины предполагается использовать датчики температуры для осуществления обратной связи [5]. Достоинствами данной концепции является ее простота, непосредственное воздействие

РИС. 2. Карты СЭС, нефтяных бассейнов и ветров России

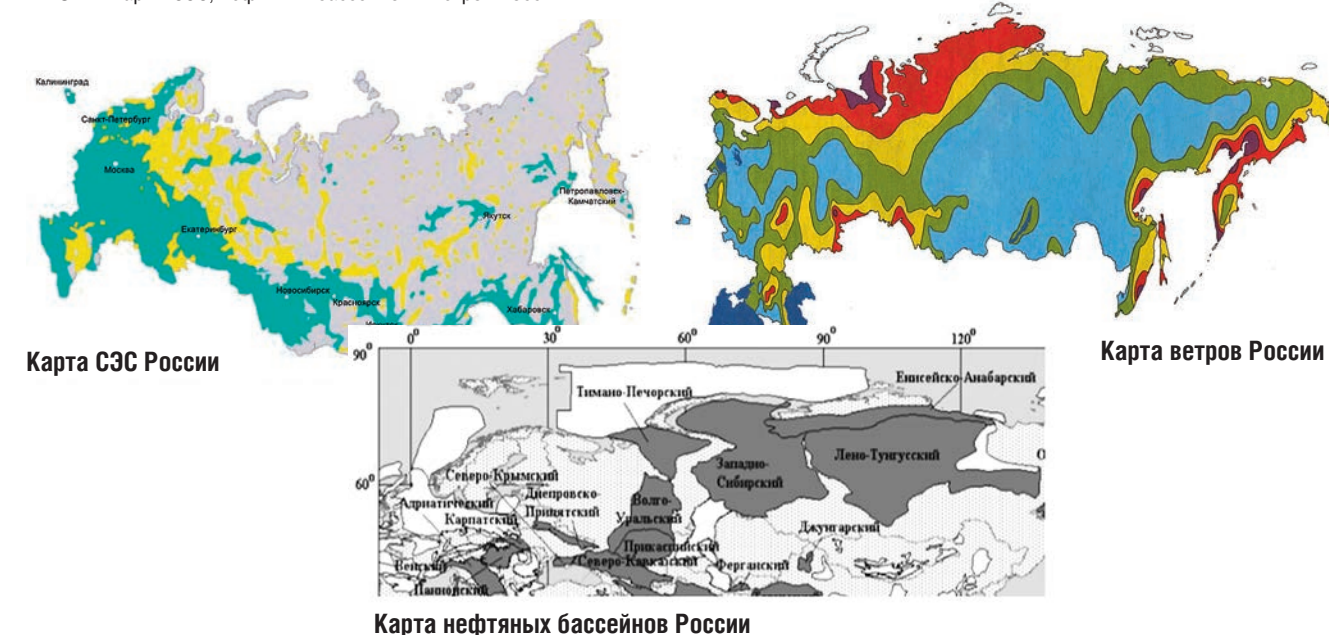
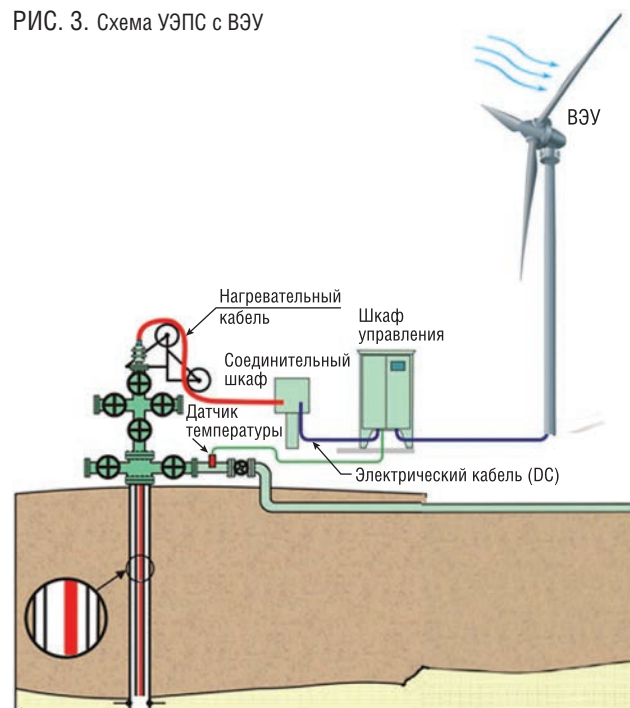


РИС. 3. Схема УЭПС с ВЭУ



на АСПО без использования промежуточного теплоносителя, отсутствие сложных и дорогостоящих систем управления. К недостаткам можно отнести сравнительно высокую цену ВЭУ.

- 2) Использовать ВЭУ в качестве источника электроэнергии для наземного парогенератора. Выработываемый пар будет использоваться для депарафинизации путем закачивания его в скважину (см. рисунок 4).

Данная конструкция достаточно проста в исполнении и позволяет обойтись без использования дизель-генераторов в качестве источника электроэнергии. При этом большая потребляемая мощность на парообразование требует установки ВЭУ большой мощности (свыше 1 МВт). Данная технология может найти свое применение для депарафинизации больших кустов скважин.

Подобная технология с наземным парогенератором и использованием возобновляемых источников как первичных энергоносителей разрабатывается компанией SHELL с применением солнечных концентраторов.

- 3) Использовать парогенератор непосредственно в призабойной зоне пласта с электроснабжением от автономного электротехнического комплекса на базе ВЭУ (см. рисунок 5). На базе Горного университета (Санкт-Петербург) был разработан призабойный электропарогенератор [7] достаточно простой конструкции, позволяющий более эффективно производить обработку призабойной зоны пласта по сравнению с обычным парогенератором. Недостатками концепции является необходимость в дополнительном мощном источнике электроэнергии (свыше 300 кВт), либо в использовании нескольких ВЭУ соизмеримой мощности.

Главной задачей в этом случае является поиск оптимального размещения парогенератора в скважине на глубине h путем решения следующей зависимости [7]:

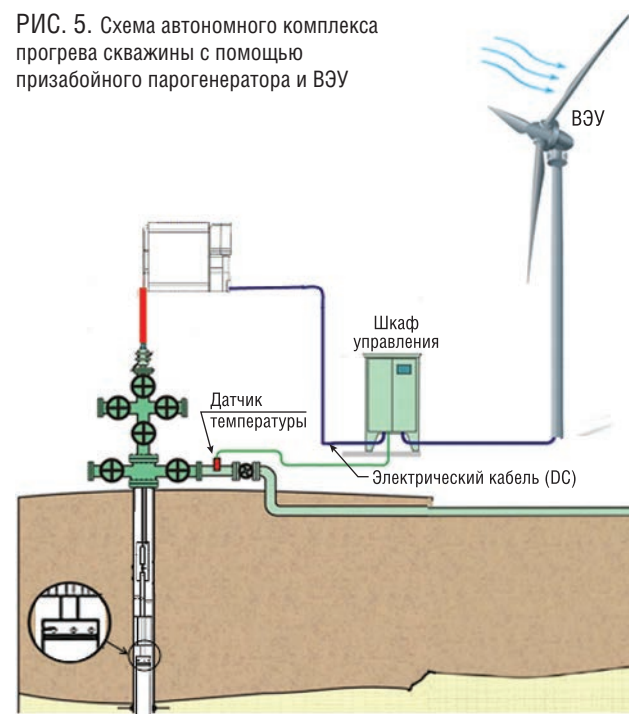
РИС. 4. Схема автономного комплекса прогрева скважины с помощью наземного парогенератора и ВЭУ



$$T_k = T_o + \frac{G \cdot g \cdot i_{cp}}{K \cdot \pi \cdot D} + \frac{K \cdot \pi \cdot D}{G(C_p + \frac{\varepsilon \cdot \chi_{II}}{T_{nn} - T_{kn}})} \cdot (T_h - T_o) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D}{G(C_p + \frac{\varepsilon \cdot \chi_{II}}{T_{nn} - T_{kn}})} \cdot h}$$

где T_k – температура нефти в конечной точке скважины (забой), T_h – температура нефти на глубине h , G – массовый дебит, K – полный коэффициент теплопередачи от транспортируемого продукта в окружающую среду, D – диаметр скважины, T_o – температура окружающей среды, i_{cp} – средняя

РИС. 5. Схема автономного комплекса прогрева скважины с помощью призабойного парогенератора и ВЭУ



величина гидравлического уклона, C_p – коэффициент изобарной теплоемкости нефти, ε – массовая доля парафина в нефти, T_{nn} и T_{kn} – температуры начала и конца выпадения парафина из добываемой нефти соответственно, χ_{II} – скрытая теплота кристаллизации парафина.

При температурах, близких к температурам начала выпадения парафинов из добываемой нефти имеет место значительное изменение реологических свойств, и, как следствие, изменение режима течения и гидравлического сопротивления.

Для нахождения температуры нефти на глубине h ввиду отсутствия выпадения парафинов из нефти и незначительного величины гидравлического уклона можно воспользоваться упрощенной зависимостью:

$$T_h = T_o + (T_{nz} - T_o) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D}{G C_p} \cdot (H - h)}$$

где T_{nz} – температура нефти в призабойной зоне пласта, H – глубина скважины.

Таким образом решение задачи теплового баланса представляет собой многофакторную задачу, которая зависит во многом от исходных характеристик добываемого флюида, тепловых характеристик среды и объемов добычи. Всё это в значительной мере влияет на потребление электроэнергии парогенератором и способ теплового метода интенсификации добычи нефти.

Задачей дальнейших исследований является выбор наиболее рациональной концепции, расчет параметров работы ВЭУ и нагревательного элемента, а также разработка алгоритмов управления электроснабжением комплекса термической интенсификации добычи нефти с применением автономных ветроэлектрических установок. ●

Литература

1. Министерство Финансов России [электронный ресурс]. <http://www.minfin.ru/>
2. Жданкин Е.В. Обзор возможных концепций термической интенсификации добычи нефти с применением автономных ветроэлектрических установок // Современная наука и практика, СПб, № 3 (3) Октябрь 2015, С. 23–26.
3. Месенжик Я.З. Тепловые процессы при работе погружных кабелей // Путеводитель по энергетике [электронный ресурс]. URL: <http://pue8.ru/kabelnye-linii/629-teplovye-protsessy-pri-rabote-pogruzhnykh-kabelej.html> (дата обращения: 19.05.2015).
4. Бельский А.А., Яковлева Э.В. Обоснование возможности использования возобновляемых источников энергии для энергоснабжения объектов минерально-сырьевого комплекса // Альтернативная энергетика и экология, Саратов, №02/2 (120), 2013, С. 63–67.
5. Бельский А.А. Энергоэффективная технология повышения нефтеотдачи скважины с применением автономных ветроэлектрических установок // Современные научные исследования и инновации. 2015. № 4 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2015/04/53038> (дата обращения: 19.05.2015).
6. Бельский А.А., Жданкин Е.В. Технология интенсификации добычи высоковязкой нефти с применением автономных ветроэлектрических установок // Естественные и технические науки. Москва, №4, 2015. С. 150–151.
7. Загивный Э.А. Электротермический комплекс на основе скважинного электродного нагревателя мощностью более 500 кВт для теплового воздействия на продуктивный пласт высоковязкой нефти / Э.А. Загивный, А.Е. Козярук, С.Н. Батаев // Электротехника, 2003 г., №5. – с. 61–69.
8. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль – СПб: Недра, 2008. – 488 с.

KEY WORDS: wind turbine, the intensification of oil extraction, electrothermal effects, wind turbine, dewaxing.



Подарок для
настоящего
Мужчины

8-800-707-26-90
www.kizlyar.ru

НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТЬ МАЛЬТИЙСКОГО ШЕЛЬФА

ПРОБЛЕМА ОЦЕНКИ И ОСВОЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ ОБШИРНОЙ ШЕЛЬФОВОЙ ЗОНЫ О-ВА МАЛЬТА ОДНА ИЗ ПРИОРИТЕТНЫХ ЗАДАЧ ЭТОГО НЕБОЛЬШОГО ГОСУДАРСТВА В УКРЕПЛЕНИИ СВОЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. КАК РЕШАЕТСЯ ЭТА ЗАДАЧА И КАКОВЫ ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МАЛЬТИЙСКОГО ШЕЛЬФА?

PROBLEM OF VALUATION AND MINERAL RESOURCES DEVELOPMENT OF IMMENSE SHELF REGION OF THE ISLAND OF MALTA IS ONE OF THE PRIORITIES OF THIS SMALL STATE CONCERNING STRENGTHENING OF ITS ENERGY SECURITY. HOW TO SOLVE THIS PROBLEM AND WHAT ARE THE PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE MALTESE SHELF?

Ключевые слова: Мальта, шельфовые месторождения, минерально-сырьевые ресурсы, импорт.

Еремин Н.А.,
Зиновкина Т.,
Шабалин Н.А.,

ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН

Площадь континентального шельфа о-ва Мальта превышает 75 тыс. км². Территория шельфа входит в Тунис-Сицилийский и Восточно-Присредиземноморский нефтегазоносные бассейны [1, 2]. Полная зависимость от импорта нефти и нефтепродуктов (в частности, мазута) является слабой стороной мальтийской экономики. Мальта стремится обеспечить себя своими собственными источниками нефти и газа. Коммерческая деятельность в области нефтегазодобычи на территории принадлежащего Мальте континентального шельфа регулируется Законом о добыче нефти (Petroleum Production Act) от 1958 года, Законом о континентальном шельфе (Continental Shelf Act) от 1966 года и Правилами добычи нефти от 2001 года. В аппарате премьер-министра страны создан особый Департамент нефтеразведки (Oil Exploration Department), который осуществляет

регулирование деятельности частных компаний по нефте- и газоразведке на территории Мальты. В соответствии с местным законодательством для проведения разведочных работ коммерческим компаниям необходимо заключить с мальтийским правительством специальный контракт о разделе продукции (Production Sharing Contract). Контракт заключается на 30 лет, включая шестилетний период разведки месторождения, который может быть увеличен. Участнику контракта полагается возмещение всех издержек, связанных с разведкой, путем розничной продажи 75% разведанного топлива. По завершении этапа возмещения объемы добытой нефти распределяются между Правительством Мальты и компанией с учетом возможного возрастания объемов добычи топлива и прибыльности месторождения. На проданную

нефть (газ) налагается налог в размере 35% от прибыли (со скидкой 50% при разработке месторождения на глубине более 200 м). После того, как в 1953 году нефть была найдена на соседней Сицилии, правительство Мальты в 1954 году выдало лицензию компании D'Arcy Exploration (BP) на проведение разведочных нефтегазовых работ. Первая разведочная скважина была пробурена в 1958 году на суше. С 1970–90-х годов были проведены разведочные работы на шельфе Мальты, в которых участвовали компании Shell, Aquitaine, Home Oil, Texaco, JOK, IEOC, Reading and Bates, Amoco-BHP. Активизация морских разведочных работ привела к возникновению проблемы разграничения континентального шельфа Мальты с соседними государствами Италией, Тунисом и Ливией. Мальта урегулировала свой спор с Ливией о принадлежности части территории континентального шельфа в 1985 году. В 2015 г. межгосударственные переговоры о разграничении шельфа между Италией и Мальтой были заморожены. Соглашение с Тунисом о разграничении шельфа пока также урегулировано.

В 1992–1993 годах нефтеразведочные работы на южной части мальтийского шельфа начали проводиться группами компаний Amoco-Grip и Shell-Nimir.

В 1997–1998 годах был подписан ряд соглашений правительства Мальты с иностранными компаниями AGIP, ROC и Hardman Resources о проведении сейсморазведочных работ на северном шельфе. В 1998 году при проведении разведочных работ на территории острова Гозо были обнаружены запасы природного газа в некоммерческих объемах. В 2001 году было подписано соглашение о проведении разведочных работ на мальтийском шельфе с компанией Pancontinental Oil and Gas, в 2002 году – ENI SpA, в 2003 – TGS-Norges и TM Service. Разведочные работы на мальтийской части шельфа до настоящего времени пока не принесли коммерческого открытия, но они и не остановлены. В 2015 г. Мальтийское государство подписало двухлетний договор на разведку нефти в своих прибрежных водах с израильской компанией Ratio Oil Exploration Limited. Работы будут проведены в зоне, расположенной примерно в 70-и километрах к

юго-западу от Мальты, общим размером около 8700 квадратных километров. На разведку района будет затрачено около U\$1,5 миллиона. Итальянская компания Mediterranean получила долю в 90% на четвертом участке шельфа Мальты. В настоящий момент здесь проводится трехмерная сейсморазведка.

Вероятность успешного бурения скважин на углеводороды на Мальтийском шельфе оценивается в настоящее время нефтяными компаниями в 20% несмотря на успешные результаты 2Д и 3Д сейсморазведки, выполненной на шельфе о-ва Мальта. Анализ имеющихся в открытом доступе данных геологоразведочных работ, выполненных на исследуемой территории, и данных по геологическому строению Тунис-Сицилийского и Восточно-Присредиземноморского нефтегазоносных бассейнов показывает высокую вероятность открытия крупных месторождений углеводородов в пределах шельфовой зоны о-ва Мальта. На сегодняшний день Мальтийский шельф разделен на 7 площадей, на которых пробурено 12 глубоких скважин (см. рис. 1 и табл. 1).

РИСУНОК 1. Тунисско-Сицилийский нефтегазоносный бассейн и западная часть Восточно-Присредиземноморского нефтегазоносного бассейна

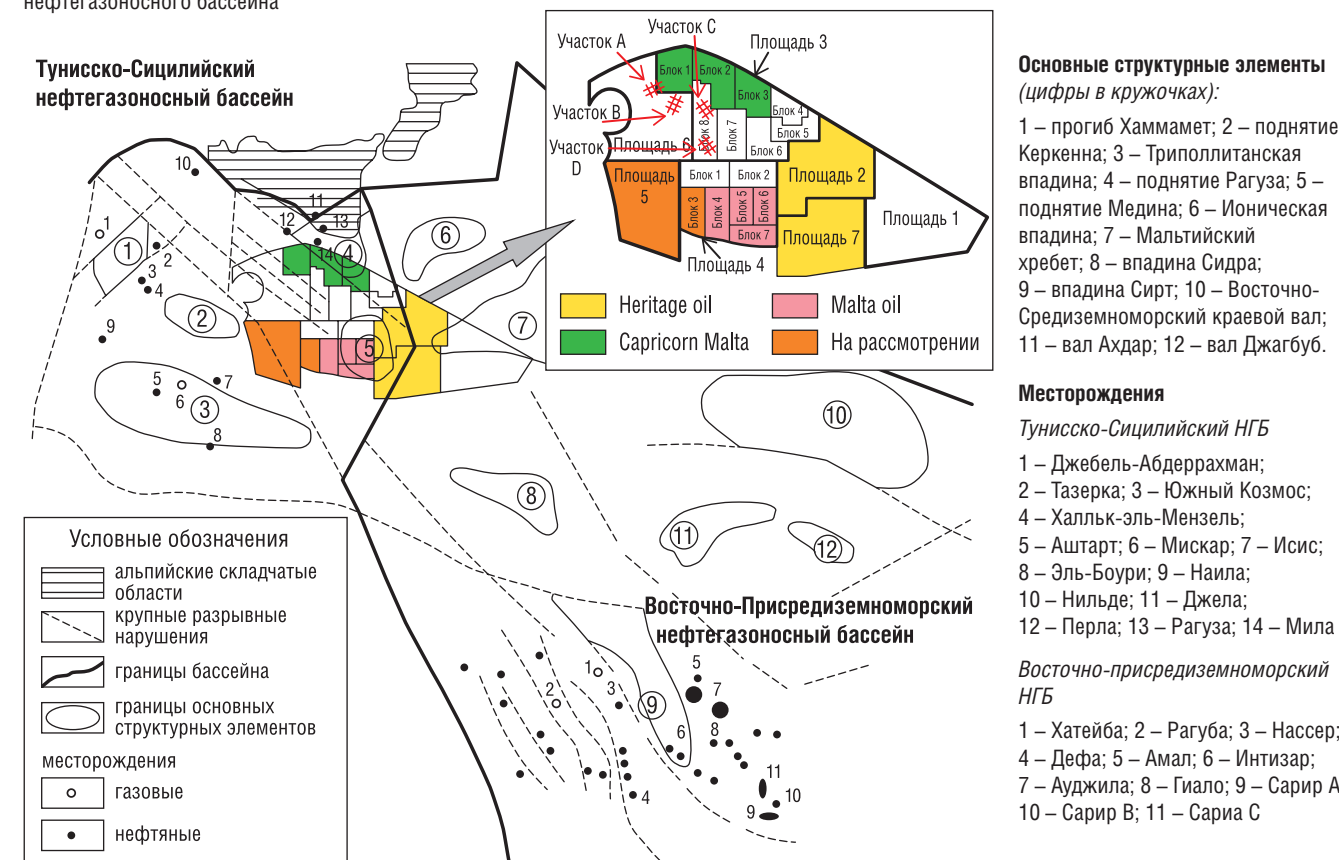


ТАБЛИЦА 1. Результаты испытаний поисково-разведочных скважин

Год	Блок / Площадь	Скважина	Результаты испытаний
1959	о. Мальта	Naxxar 2	Сухо
1971	Блок 6, Площадь 3	Aqualta 1	Сухо
1972	Блок 3, Площадь 3	Home 1	Следы нефти
1972	Блок 3, Площадь 3	MS-A1	Сухо
1973	Блок 3, Площадь 3	MS-B1	Сухо
1980	Площадь 2	Medina Bank 1	Сухо
1982	Блок 8, Площадь 3	Gozo 1	Сухо
1984	Блок 8, Площадь 3	Alexia 2	
1992	Блок 3, Площадь 3	Valletta 1	Сухо
1993	Блок 3, Площадь 4	Tama 1	Следы нефти
1999	о. Гоцо	MTZ 1	
2002	Блок 2, Площадь 3	Lampuko 1	Следы нефти и газа

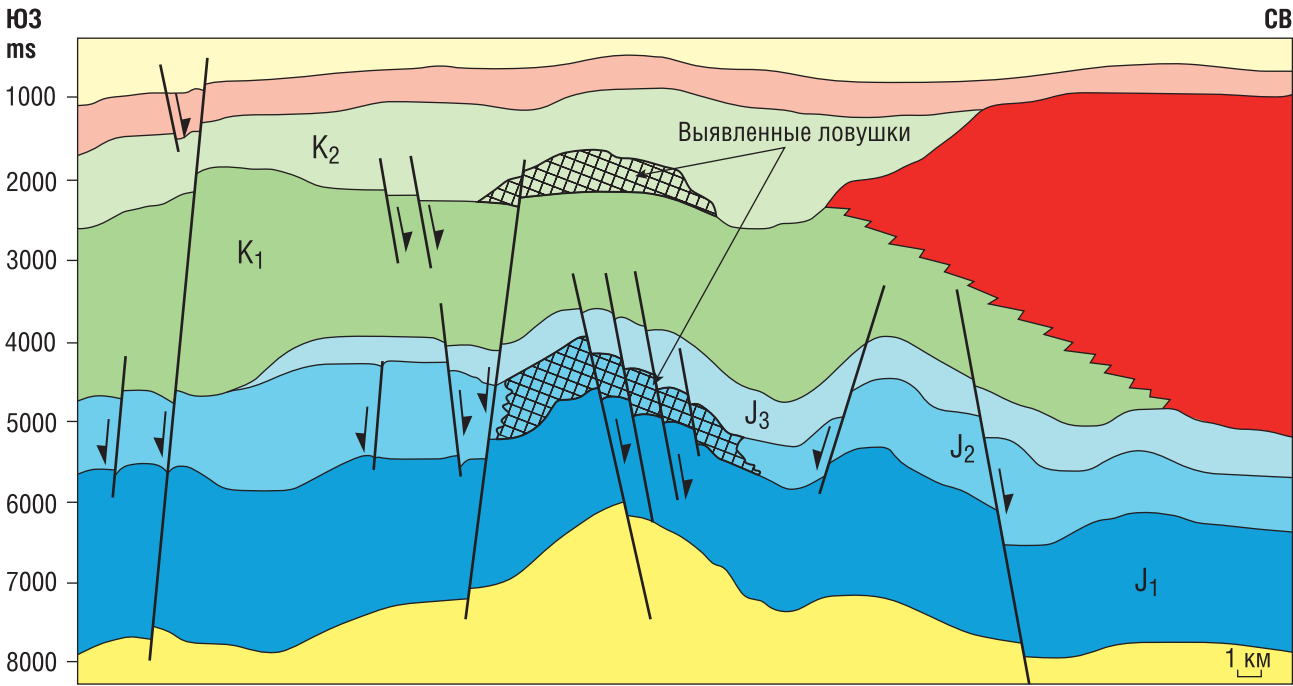
Шельф о-ва Мальта, входящий в Восточно-Присредиземноморский НГБ

Наиболее изученными тектоническими элементами Восточно-Присредиземноморского бассейна являются впадина Сирт и Северо-Египетская синеклиза. Впадина Сирт является одним из богатейших

нефтегазоносных регионов мира [1, 2]. Здесь выявлено более 80 главным образом нефтяных месторождений, начальные извлекаемые запасы которых составляют 4900 млн т нефти и 940 млрд м³ газа. Продуктивные горизонты установлены в коре выветривания докембрийского фундамента (месторождение Ауджила), в песчаниках кембро-ордовика (Амал, Рагуба, Хатейба

и др.), базальных песчаниках мела (Сарир, Амал), рифогенных известняках верхнего мела – эоцена (Нассер, Гиало, Дефа, Интизар). Большинство месторождений связано с пологими брахиантиклинальными складками, залежи пластово-сводовые и массивные. Меньше распространены тектонически экранированные залежи. Большая часть залежей установлена в интервале глубин 900–2800 м [3]. Геологическое строение Площадей 2 и 7 шельфа о-ва Мальта сходно с геологическим строением эксплуатируемых месторождений во впадине Сирт на шельфе Ливии в Восточно-Присредиземноморском НГБ. По данным 2Д сейсморазведки на Площади 7 выделяется в отложениях нижнего эоцена карбонатный риф. Детальное картирование в пределах Площади 7 выявило перспективный карбонатный риф в меловых отложениях. Пробуренная в 1980 г. в пределах Площади 2 скважина к сожалению не достигла проектной глубины. Лицензиями на исследование участков недр Площадей 2 и 7 в настоящее время владеет компания Heritage oil. Глубина моря до 300 м. По предварительным оценкам компании продуктивные горизонты располагаются на глубинах от 1500 м до 4500 м.

РИСУНОК 2. Площадь 3. Пример прогнозного геологического разреза



Шельф о-ва Мальта, входящий в Тунис-Сицилийский НГБ

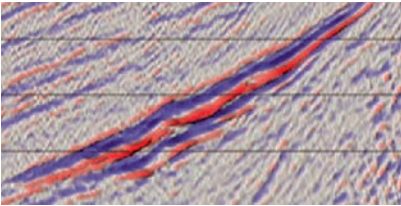
Территория западных Площадей Мальтийского шельфа расположена в пределах Тунис-Сицилийского нефтегазоносного бассейна. Нефтегазоносность Тунисско-Сицилийского бассейна установлена в Триполитанской впадине и прогибе Хаммамет. В первой выявлено пять нефтяных и одно газовое месторождение с общими начальными извлекаемыми запасами 113 млн т нефти и 33 млрд м³ газа. Продуктивны на всех выявленных месторождениях нижнеэоценовые и маастрихт-палеоценовые известняки [3, 4]. Основными коллекторами являются трещиновато-кавернозные карбонатные отложения формации Сиракуза и Меловые известняки. Предположительно, коллекторами могут быть породы верхнего Триаса и нижнеюрские отложения и известняки формации Ното, а также Черные Глины формации Стрепиноза, Отложения формации Бакери являются надежной покрывкой для коллекторов формации Сиракуза. Согласно результатам сейсмических работ, выполненных на шельфе о-ва Мальта, наиболее перспективными являются блоки 4 и 5 Площади 3, в пределах которых в результате проведенных работ выявлены три антиклинальные карбонатные структуры (рифовые?), осложненные разрывными (тектоническими) нарушениями (см. рис. 2).

Севернее Пантеллерийского грабена в южной части Сицилии и в прилегающей акватории, сложенных преимущественно карбонатными породами мезозоя и кайнозоя мощностью до 4 км, открыто 20 нефтяных и газовых месторождений, из которых пять находятся на суше, остальные на прилегающем шельфе, включая Вега, Джела, Мила, Нилде и Перла. Основной продуктивный горизонт представлен доломитами и доломитизированными известняками триаса. Вероятные извлекаемые запасы составляют 498 миллионов баррелей [3].

В настоящее время на Площадах 3 и 6 шельфа о-ва Мальта выделяются 4 нефтегазоперспективных участка.

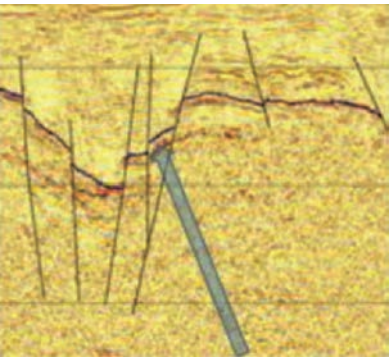
1. Площадь 6, Участок А, выделяется высоко-амплитудная литолого-стратиграфическая ловушка в отложениях формации Сиракуза (Юра). Литолого-стратиграфическая ловушка в интервале Юрских отложений, связана с выклиниванием Юрских отложений нижележащими породами (см. рис. 3).

РИСУНОК 3. Площадь 6, Участок А. Пример литолого-стратиграфической ловушки



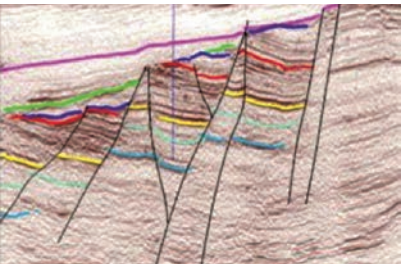
2. Площадь 6, Участок В, выделяются сводовые (антиклинальные) тектонически экранированные ловушки в меловых отложениях (см. рис. 4).

РИСУНОК 4. Площадь 6, Участок В. Пример сводовых тектонически экранированных ловушек



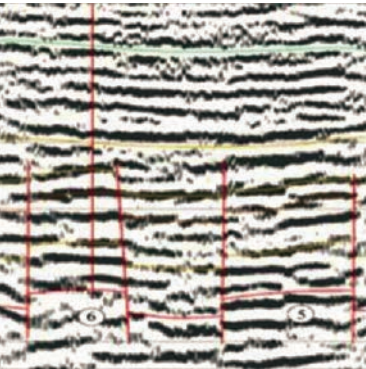
3. Площадь 3, Блок 8, Участок С, выделяются тектонически экранированные ловушки в Меловых отложениях (см. рис. 5).

РИСУНОК 5. Площадь 3, Блок 8, Участок С. Пример тектонически экранированных ловушек



4. Площадь 3, Блок 8, Участок D, небольшие структурно-тектонически экранированные ловушки в Юрско-Меловых отложениях (см. рис. 6).

РИСУНОК 6. Площадь 3, Блок 8, Участок D. Пример тектонически экранированных ловушек в Юрско-Меловых отложениях



На сегодняшний день Мальта является единственной страной ЕС, которая полностью зависит от импорта нефти и газа и в которой нет национальной геологической службы. Для российских нефтегазовых компаний имеется возможность получения лицензий на разведку и освоение нефтегазоперспективных участков. Наряду с этим отсутствие положительных результатов на начальном этапе геологоразведочных работ привело к остановке на десятилетия исследований шельфа о-ва Мальта. Дополнительной причиной сдерживания поисково-разведочных работ в настоящее время является спорность морских границ Мальты с Ливией и Италией. ●

Литература

1. Еремин Н.А., Акран Али Салем, Зиновкина Т.С. Модель тектонических нарушений на месторождении Эль-Боури. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 12. С. 26–29.
2. Еремин Н.А., Акран Али Салем, Зиновкина Т.С. Современное состояние нефтегазовой промышленности Ливии. // Нефть, газ и бизнес, 2009. № 10. С. 27–29.
3. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990.
4. Total Petroleum Systems of the Pelagian Province, Tunisia, Libya, Italy, and Malta – The Bou Dabbous – Tertiary and Jurassic-Cretaceous Composite (By T.R. Klett, U.S. Geological Survey Bulletin 2202-D), 2001.

KEY WORDS: Malta offshore fields, mineral resources, import.

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ:

эффективные решения в условиях
новой экономической реальности



Мир технологий
пожарной безопасности

ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ ОСТАЮТСЯ ОДНИМИ ИЗ НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫХ И НЕ ТОЛЬКО ВЫЗЫВАЮТ ЖИВОЙ ИНТЕРЕС РАБОТНИКОВ ОТРАСЛИ, НО ТАКЖЕ ТРЕБУЮТ ВНИМАНИЯ СО СТОРОНЫ РУКОВОДЯЩИХ СОТРУДНИКОВ. NEFTEGAZ.RU НАЧИНАЕТ СЕРИЮ ПУБЛИКАЦИЙ, В КОТОРЫХ СПЕЦИАЛИСТЫ КОМПАНИИ «ПОЖНЕФТЕХИМ» – ЭКСПЕРТА В ОБЛАСТИ СОЗДАНИЯ УСТАНОВОК ПЕННОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ И ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ, РАССКАЖУТ О НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ СОЗДАНИЯ И ПОДДЕРЖАНИЯ ДОСТАТОЧНОГО УРОВНЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ. В ЭТОЙ СТАТЬЕ КОММЕРЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР ГК «ПОЖНЕФТЕХИМ» А.В. ГУРМАН ОТВЕЧАЕТ НА ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С ТРУДНОСТЯМИ ПРИМЕНЕНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ И СЕРТИФИКАЦИЕЙ В ОБЛАСТИ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

ISSUES RELATED TO FIRE SAFETY ON INDUSTRIAL FACILITIES HAVE BEEN ONE OF THE MOST ACUTE AND ARE NOT JUST THE OBJECTS OF INTEREST FOR REPRESENTATIVES OF THIS SECTOR, BUT ALSO DEMAND CERTAIN ATTENTION TO BE PAID BY THE MANAGEMENT OF ENTERPRISES. NEFTEGAZ.RU STARTS TO PUBLISH ARTICLES, WHERE SPECIALISTS OF POZHNEFTEKHIM COMPANY – THE EXPERT IN DEVELOPMENT OF FOAM EXTINGUISHING AND WATER COOLING EQUIPMENT, WILL TELL ABOUT NEW APPROACHES IN DEVELOPMENT AND MAINTENANCE OF THE EFFICIENT FIRE PROTECTION SYSTEM. IN THIS PAPER A.V. GURMAN, THE COMMERCIAL DIRECTOR OF POZHNEFTEKHIM GROUP OF COMPANIES WILL EXPLAIN THE ISSUES RELATED TO DIFFICULTIES IN APPLICATION OF REGULATORY DOCUMENTATION AND CERTIFICATION IN FIRE SAFETY

Ключевые слова: пожаротушение, пожарная безопасность, разрешительная документация, нормы пожарной безопасности, сертификация.



**Гурман Антон
Валерьевич,**
коммерческий директор
группы компаний
«Пожнефтехим»

Стремительно развиваясь в условиях современного рынка, мы выстраиваем в компании новую коммуникационную политику. ГК «Пожнефтехим» активно разрабатывает маркетинговую стратегию, принимает участие в российских и международных выставках, на протяжении нескольких лет организует на собственном производстве в Тульской области семинары, посвященные современным технологиям пожаротушения. Публикации для нас – не столько рекламный инструмент, сколько способ установления обратной связи с заказчиком: попытка осветить волнующие вопросы и представить его вниманию новые подходы к их решению. А таких немало.

В процессе работы, мы всё чаще слышим от заказчиков, что у них складывается ощущение строительства или эксплуатации установок пожаротушения на вверенных им объектах как самоцели, а не как системы, сопровождающей основные технологические процессы или обеспечивающей безопасную эксплуатацию объекта защиты. Анализируя сложившуюся ситуацию, мы выделили основные причины: недостаточная и неточная информация или её отсутствие в области норм и сертификации, а

также неэффективность технических решений.

В этой статье мы ответим лишь на некоторые из часто задаваемых вопросов:

- Каковы особенности норм в области пожарной безопасности?
- Каковы особенности сертификации в этой области?

Каковы особенности норм в области пожарной безопасности?

Ни для кого не секрет, что действующая нормативная база допускает многовариантность проектных решений, содержит иногда противоречивые или недостаточные требования для решения тех или иных технологических вопросов, а в документах обнаруживается несоответствие понятийного аппарата. Всё это приводит к повышению влияния субъективных факторов при проведении экспертизы проектной документации, при введении объектов в эксплуатацию и т.д.

Как решать эти проблемы? Первое условие – уверенность в профессиональной компетенции специалистов, которые задействованы на всех этапах работы. Необходимо получить экспертное мнение и привлечь к работе специализированные

организации с подтверждённым опытом, особенно при работе над сложным, многофункциональным объектом. Важно не упустить стадии разработки «Концепции пожарной безопасности» или «Концепции противопожарной защиты» – мы часто сталкиваемся с тем, что недоработки на стадии технического задания приводят к необоснованно дорогим решениям и к повышенным капитальным затратам.

Каковы особенности сертификации в области пожарной безопасности?

В первую очередь нужно понимать, какая продукция предлагается на рынке:

- продукция, не подлежащая обязательной сертификации. Эта продукция не вошла в перечень Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», на неё нет государственных стандартов Российской Федерации (ГОСТ Р). Изготовление такой продукции осуществляется в соответствии с техническими условиями (ТУ) конкретного производителя;
- продукция, подлежащая обязательной сертификации в области пожарной безопасности. Она вошла в перечень Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», на неё разработаны нормативные документы (ГОСТ Р).

Конечно, технический прогресс не стоит на месте, и на рынке появляется продукция, на которую просто отсутствуют нормативные требования, а её изготовление осуществляется в соответствии с техническими условиями (ТУ) конкретного производителя. Сертификат соответствия – это документ, который лишь подтверждает способность производителя выпускать продукцию в соответствии с ТУ, им же и разработанными. Но он не может дать гарантии заказчику, что оборудование соответствует современному уровню развития техники, эффективно, а применение его правомерно. Но, если производитель добросовестный, он в дополнение к ТУ проводит добровольную сертификацию в аккредитованном сертификационном центре МЧС России.

Понятно, что разработке норм на продукцию предшествует

многолетняя история практического применения, доработок, уточнений и формализации технических требований, и не вся продукция становится массовой и требует разработки ГОСТ Р, в котором фиксируют необходимый минимальный технический уровень изделий, веществ и материалов, выпускаемых различными производителями. Но если на рынке современных технологий пенного пожаротушения сравнить соотношение продукции, подлежащей и не подлежащей обязательной сертификации, то оно составит примерно 20% к 80%. Именно поэтому вопрос использования оборудования, не вошедшего в перечень Федерального Закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ, для заказчиков является более чем актуальным. Решение его усложняется и тем, что с 2012 года введены в действие Технические регламенты Таможенного Союза (ТР ТС), и на промышленных объектах службы технического контроля требуют от производителей соответствующие сертификаты (декларации). Дело в том, что ТР ТС «О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения» до настоящего времени не разработан, и, по всей видимости, не будет введён в действие до конца 2017 года. А часть продукции, выпускаемая для обеспечения пожарной безопасности, по формальному признаку попадает под действие ряда других введённых в действие ТР ТС. Например, для нашей сферы деятельности особо актуально применение требований ТР ТС-010-2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Недостатки в нормативных документах и сложности сертификации приводят к тому, что заказчик не понимает, чего требовать от производителей при применении того или иного вида пожарно-технической продукции на своих объектах. На практике это приводит к тому, что процедура подтверждения соответствия проходит, минуя уполномоченные органы МЧС РФ и аккредитованные центры сертификации в области пожарной безопасности, а на объектах заказчикам предоставляются сертификаты (декларации), не имеющие отношения к данной

области. Особенно актуально это для таких изделий, как баки-дозаторы пенообразователя, вышки пожарные, различные комплексные функциональные блоки, блочно-модульные здания с подтверждением той или иной степени огнестойкости и т.п.

Что могло бы быть полезным добросовестным производителям, сертификационным органам и надзорным службам различных объектов в решении данного вопроса?

Мы предлагаем следующий алгоритм подтверждения соответствия пожарно-технической продукции, не подлежащей обязательной сертификации:

- проведение экспертизы технических условий (ТУ) или технических описаний на вновь разработанную продукцию в уполномоченных органах МЧС России (получение «Экспертного заключения на технические условия (ТУ)»);
- получение добровольного сертификата соответствия, как правило, в аккредитованном сертификационном центре МЧС России;
- в случаях, когда пожарно-техническая продукция попадает под действие других ТР ТС (например, ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением») – получение сертификата соответствия или оформление декларации (в зависимости от характеристик изделий) согласно требованиям соответствующего ТР ТС.

Данный подход, по нашему мнению, значительно повысит уровень ответственности производителей, обеспечит эффективность и качество разрабатываемой продукции, на которую отсутствуют требования ГОСТ Р, а также позволит регламентировать содержание разрешительной документации и требования к ней.

Сегодня мы рассмотрели трудности, связанные с применением нормативных документов и сертификацией в области пожарной безопасности. Но это далеко не всё, что волнует заказчика и ГК «Пожнефтехим» как производителя. Мы заинтересованы ответить на ваши вопросы в следующих номерах «Neftegaz.RU». ●

KEY words: fire extinguishing, fire safety, permits, fire codes, certification.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

ПАО «Нижнекамскнефтехим» на базе Wonderware

ПРОИЗВОДИТЕЛИ ХИМИЧЕСКИХ ПРОДУКТОВ ЗАЧАСТУЮ СТАЛКИВАЮТСЯ С МНОГОЧИСЛЕННЫМИ ВОПРОСАМИ, КАСАЮЩИМИСЯ УЧЕТА ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ, ПОЛУЧЕНИЯ ОБЪЕКТИВНЫХ ДАННЫХ О РАСХОДЕ СЫРЬЯ, ОЦЕНКИ ТЕКУЩИХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ ПРОИЗВОДСТВА НА ОСНОВЕ ДАННЫХ. WONDERWARE – МИРОВОЙ ЛИДЕР РЫНКА ПРОГРАММНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ОПЕРАЦИЯМИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

MANUFACTURERS OF CHEMICAL PRODUCTS OFTEN MEET NUMEROUS ISSUES RELATED TO ACCOUNTING OF THE MANUFACTURED PRODUCTS, RECEIPT OF OBJECTIVE DATA CONCERNING RAW CONSUMPTION, AND VALUATION OF CURRENT CONDITIONS AND STATE OF THE PRODUCTION ON THE BASE OF THE COLLECTED DATA. WONDERWARE – IS THE LEADER AT THE GLOBAL SOFTWARE MARKET TARGETED AT DEVELOPMENT OF PROGRAM SOLUTIONS FOR REAL-TIME MANAGEMENT OF TRANSACTIONS

Ключевые слова: Нижнекамскнефтехим, Wonderware, программное обеспечение, промышленные интерфейсы, автоматизация производства.

ПАО «Нижнекамскнефтехим» («НКНХ») – одна из крупнейших нефтехимических компаний Европы, занимает лидирующие позиции по производству синтетических каучуков и пластиков в Российской Федерации. Входит в Группу компаний ТАИФ. Компания основана в 1967 году и сегодня занимает ведущую позицию среди отечественных производителей синтетических каучуков, пластиков и этилена.

Что привело к решению внедрения новой системы?

Перед руководством предприятия стояли две неотложные задачи: организация хозяйственного учета выпускаемого этилена и получение объективных данных об отпуске пара и воды с двух ТЭЦ, находящихся в Нижнекамске, на производстве НКНХ. Было принято решение об автоматизации процесса их учета, а затем разработаны требования к системе, которые включали возможность оперативного сбора и архивирования данных от разнородных источников по стандартным протоколам с выдачей отчетов в табулированном и графическом виде на экраны мониторов, в том числе с использованием тонких клиентов.



Почему именно Wonderware?

Выбор Wonderware обусловлен наличием в этом решении не только ПО, базирующегося на открытых стандартах (с применением MS SQL Server), но и промышленных интерфейсов для обмена данными между системами (OPC, DDE, SuiteLink), а также большого числа серверов ввода-вывода. Кроме того, применение ПО Wonderware позволяет быстро реализовать

проект благодаря простой установке, администрированию и сопровождению программных продуктов. Немаловажную роль сыграло и то, что в дальнейшем систему можно легко развивать, чему способствовали высокая масштабируемость ПО и возможность разработки собственных приложений на базе платформы Wonderware.

Какая продукция Wonderware используется в данном проекте?

- InTouch, InTouch TSE
- IndustrialSQL Server
- SuiteVoyager
- ActiveFactory
- System Platform
- DA Servers

Область применения / процесс

Автоматизация диспетчеризации десяти заводов (ДБиУВС, БК, СК, Полистирола, Полиолефинов, Изопрена-мономера, СПС, Этилена, Окиси этилена, Олигомеров) и управлений (УВКиОСВ, УЭТП, УЖДТ, ЦА, УТК и т.д.), обмен данными хозяйственного учета со сторонними организациями.

Задачи новой системы

- Автоматический сбор, обработка, долговременное хранение и

отображение информации от точек учета в графическом и табличном виде в реальном масштабе времени;

- Контроль достоверности информации, поступающей от датчиков и систем;
- Регистрация и хранение информации о контролируемых параметрах;
- Звуковая и визуальная сигнализация о технологических и системных нарушениях;
- Представление текущей информации оперативному персоналу и другим пользователям в виде мнемосхем, оперативных и отчетных документов, графиков и т.п.;
- Организация автоматического обмена учетной информацией со сторонними организациями;
- Передача учетной информации в систему планирования ресурсов предприятия SAP ERP

Концепция системы

Обработка информации происходит на трех уровнях – цеховом, заводском и корпоративном.

Уровень цеха, производства

Оперативная информация с приборов КИПиА поступает в контроллеры автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС) и автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП).

В них же выполняются расчеты среднечасовых, суточных значений параметров.

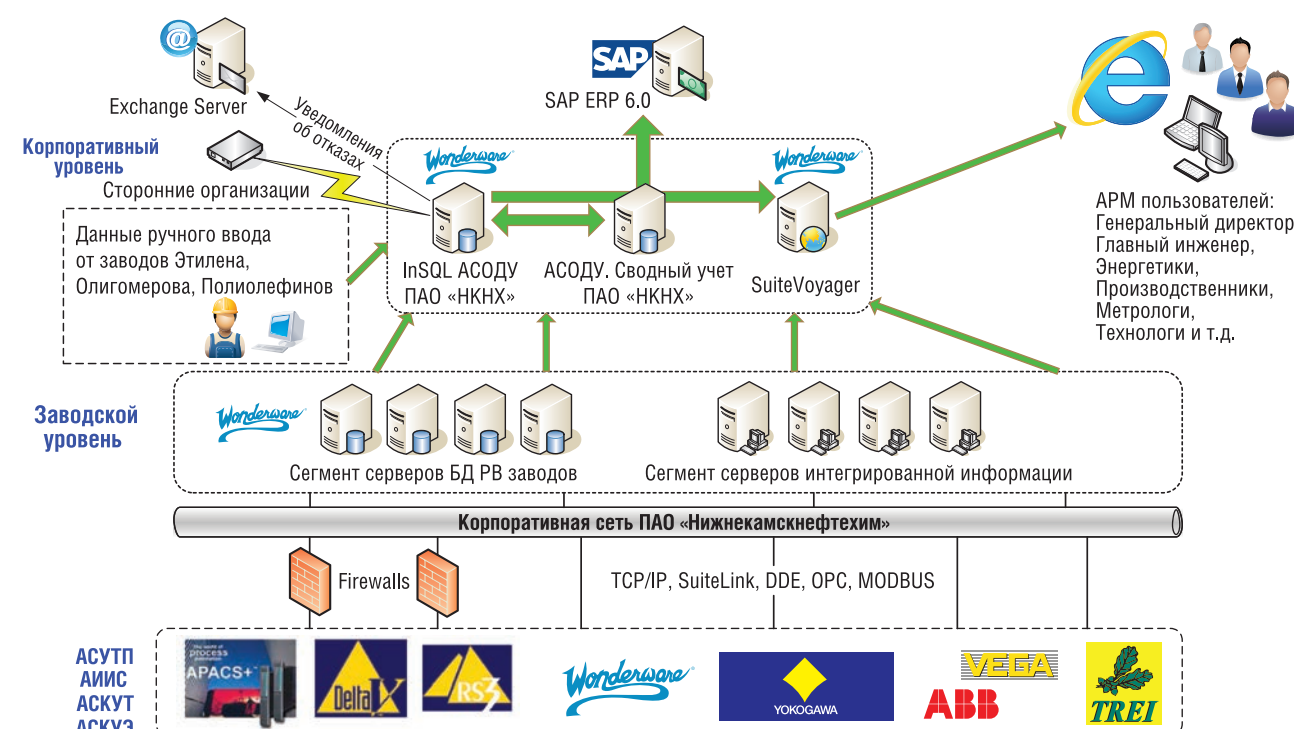
ЛВС АСУТП подключаются к корпоративной сети через межсетевые экраны.

Уровень завода

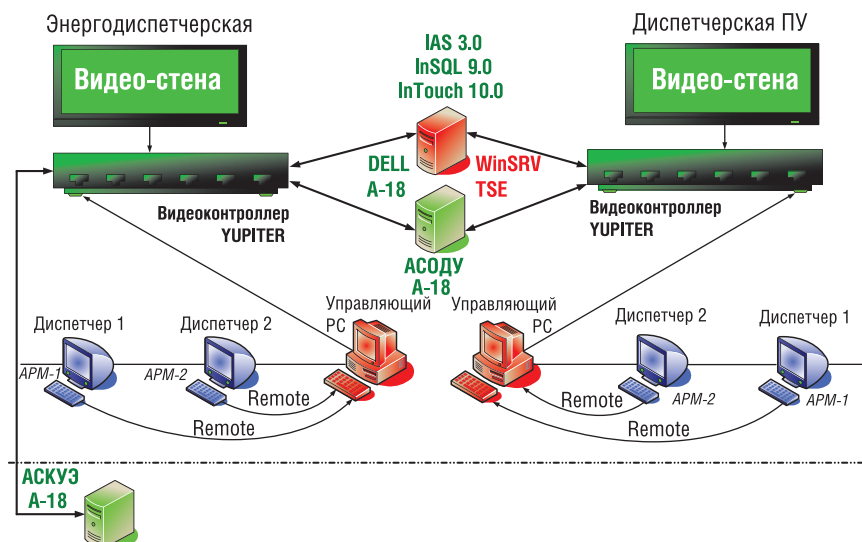
- Оперативная и учетная информация с систем сбора, АИИС, АСУТП цехов и производств консолидируется в автоматизированных системах оперативно – диспетчерского управления (АСОДУ) заводов.
- В АСОДУ заводов передается оперативная информация из систем аналитического качества продукции (лабораторные анализы).
- На основе собранной информации в соответствии с утвержденными методиками производится расчет интегрированных потоков, остатков в емкостях, движение ТМП и проч.

Корпоративный уровень

- Оперативная и учетная информация из АСОДУ заводов, с систем сбора информации, АИИС, систем коммерческого учета консолидируется в автоматизированной системе оперативно – диспетчерского управления (АСОДУ) ПАО «НКНХ».
- Ключевая оперативная информация о работе основных производств представляется главным специалистам, в диспетчерской объединения



СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА В ДИСПЕТЧЕРСКОЙ ПАО «НКНХ»



и заводов (система производственного мониторинга).

- Обобщенная оперативная информация представляется основным пользователям объединения и заводов (система представления данных реального времени АСОДУ).
- На основе собранной учетной информации с заводов по утвержденным методикам в системе сводного учета АСОДУ производятся расчеты расходов, балансов, потоков, продуктов с накоплениями за сутки, месяц и формируются разнообразные отчеты.
- Из системы управления предприятием SAP ERP в АСОДУ автоматически поступают данные об отгрузке готовой продукции, и формируется оперативная сводка о ходе выполнения плана производства (диспетчерская сводка).
- Обработанная учетная информация о расходах ТМГП автоматически передается в систему SAP ERP, где порождает бухгалтерские проводки.

Система производственного мониторинга является частью АСОДУ ПАО «НКНХ» и предназначена для визуализации производственных процессов в режиме реального времени.

Система производственного мониторинга выполняет следующие функции:

- сбор информации об основных показателях технологических процессов;
- визуализация основных технологических

производственных процессов в виде мнемосхем в режиме реального времени;

- отображение текущих и исторических данных реального времени в виде трендов;
- анализ выполнения суточного плана производства в режиме реального времени;
- оповещение о нестандартных ситуациях (остановах производства) в режиме реального времени;
- визуализация процессов сброса на факелы в режиме реального времени и оповещение о сбросах на факелы, превышающих установленные нормы в режиме реального времени;
- отображение на «Эко-карте» промышленной зоны ПАО «Нижнекамскнефтехим» с наложением метеосводки и информации об экологической обстановке с пунктов контроля загазованности;
- санкционированный многоуровневый доступ пользователей к данным реального времени;
- отображение и сохранение в текстовый файл информации о внештатных ситуациях (остановах производства и факельных сбросах, превышающих установленную норму);

Операционная технология и практическое применение в проекте

Работы по внедрению ПО Wonderware выполнялись собственными силами предприятия без привлечения сторонних

системных интеграторов, поскольку установка, администрирование и сопровождение этих продуктов не вызывали затруднений. Участники проекта прошли курсы обучения, проводимые специалистами отдела технической поддержки компании Klinkmann.

Поэтапному наращиванию функционала системы способствовала простота масштабирования платформы Wonderware. При этом отмечалась безболезненная миграция от версии к версии периодически обновляемых продуктов Wonderware.

Технические преимущества, полученные в результате применения новых продуктов Wonderware

В результате реализации проекта специалисты ПАО «НКНХ» получили такие преимущества как:

- единое информационное пространство в рамках всего акционерного общества;
- легкость интеграции уже существующих автоматизированных систем производства;
- возможность масштабировать систему и разрабатывать новую функциональность;
- единую точку входа пользователей системы (SuiteVoyager), как следствие, простота администрирования;
- единая многопользовательская объектно-ориентированная среда разработки, развертывания и сопровождения системы;
- высокопроизводительная база данных реального времени;
- доступность информации для оперативного принятия управленческих решений;
- интеграция с другими корпоративными системами. ●

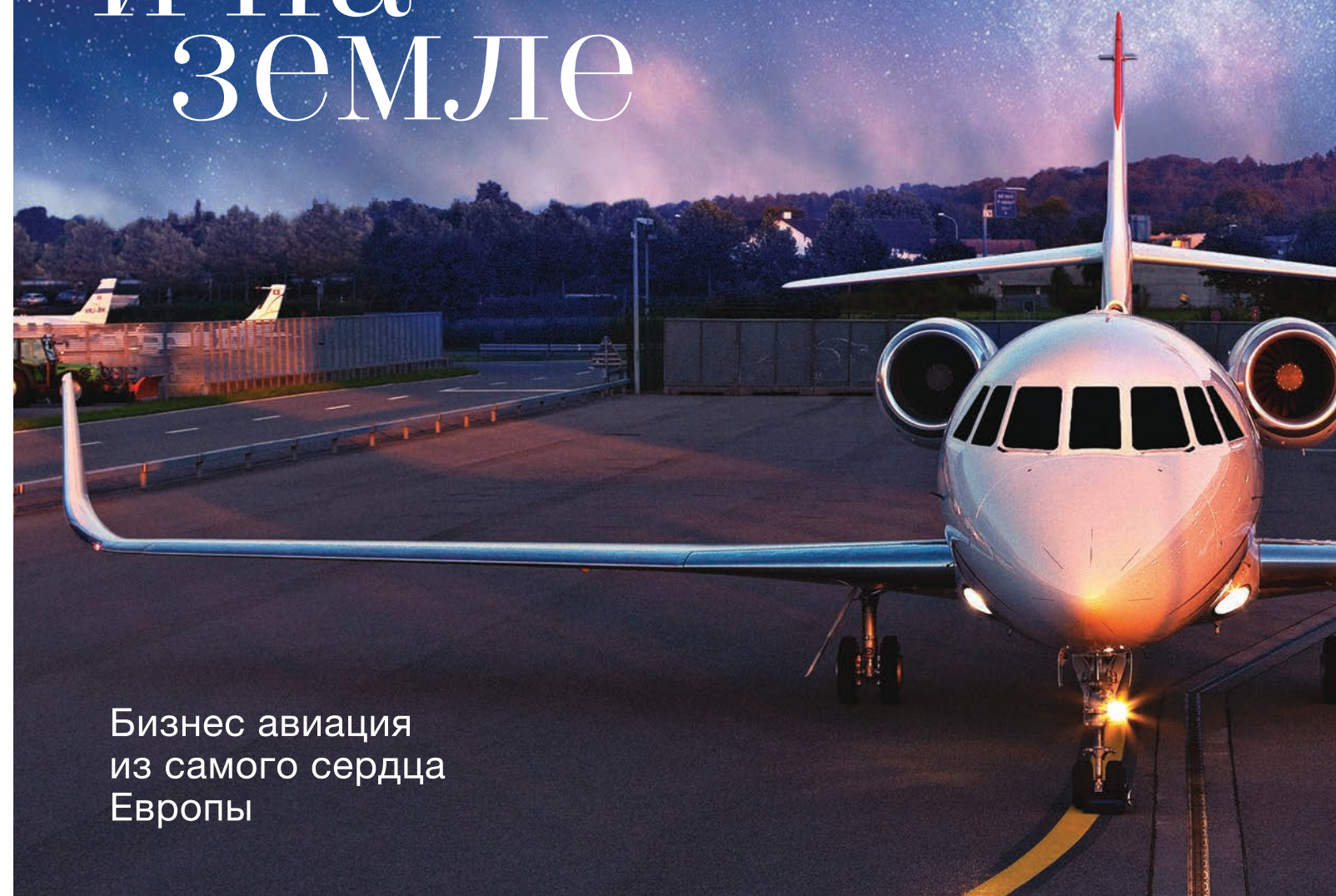
По материалам компании Клинкманн – официального дистрибьютора Wonderware в России.

Контактный телефон (812) 327-37-52
www.klinkmann.ru
www.wonderware.ru



KEY WORDS: Nizhnekamskneftekhim, Wonderware software, industrial interfaces, industrial automation.

С заботой о вас в небе и на земле



Бизнес авиация
из самого сердца
Европы



UPPERTWO
Avia / Travel concierge



Elit | Avia

Мы организуем для вас
перелет в любую точку мира
с максимальным комфортом.

+7 495 201-37-55
charter@uppertwo.com
concierge@uppertwo.com
elitavia.com

ПРЕДПРИЯТИЕ, ПОСТРОИВШЕЕ ОТРАСЛЬ

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА (ПХГ) ЯВЛЯЮТСЯ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ И РАСПОЛОЖЕНЫ В ОСНОВНЫХ РАЙОНАХ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА. НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ДЕЙСТВУЮТ 26 ОБЪЕКТОВ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА И СЕГОДНЯ СИСТЕМА ПХГ ИМЕЕТ ДОСТАТОЧНО ВЫСОКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ. КАК СОЗДАВАЛАСЬ ЭТА СИСТЕМА И КТО СТОЯЛ У ЕЕ ИСТОКОВ?

UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES (PHG) FORM AN INTEGRAL PART OF THE UNIFIED GAS SUPPLY SYSTEM OF RUSSIA AND ARE LOCATED IN THE AREAS OF THE MAJOR GAS CONSUMPTION. WITHIN THE TERRITORY OF THE RUSSIAN FEDERATION THERE ARE 26 ACTIVE UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES, AND TODAY PHG SYSTEM HAS A VERY HIGH POTENTIAL FOR FURTHER DEVELOPMENT. HOW WAS THIS SYSTEM CREATED, AND WHO WERE ITS FOUNDERS?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: подземное хранение газа, Газпром, бурение скважины, геологоразведка, месторождение.

По мере интенсификации добычи природного газа, в середине 50-х гг. XX в., остро встал вопрос о регулировании суточной неравномерности его потребления. Появилась необходимость создания хранилищ большой емкости. В 1955 г. Совет Министров СССР принимает постановление от 12 сентября № 1673 «О начале работ по созданию подземных хранилищ газа в СССР».

Через год было создано главное управление газовой промышленности, на которое возлагаются задачи по добыче природного газа, его хранению, производству искусственных газов и их использованию в народном хозяйстве. С этого времени подземное хранение становится важным и самостоятельным направлением его деятельности. Поисково-разведочные работы были поручены Союзной геолого-поисковой конторе (СГПК) – ныне ПАО «Подзембургаз».

Союзная геолого-поисковая контора (СГПК) была создана в системе треста «Союзнефтегазразведка» 16 февраля 1946 г. распоряжением Совета Народных Комиссаров СССР. Позже СГПК становится первой и единственной в СССР организацией, специализировавшейся главным образом, на геологоразведочных работах для строительства подземных хранилищ природного газа

Первые площадки для первых ПХГ

Главгаз СССР в декабре 1956 г. принимает в эксплуатацию новый газопровод Ставрополь – Москва протяженностью 1200 километров. По пути его следования такие города, как Ростов-на-Дону, Донбасс и Москва. Опыт его эксплуатации показал большую уязвимость от колебания сезонных и суточных потребностей в поставке газа. Особенно от этого страдали потребители Москвы, расположенные в конечной точке газовой магистрали.

В министерстве нефтяной промышленности понимали, что газоснабжение многих городов страны, которое форсированно развивалось после ввода в эксплуатацию газопровода Ставрополь – Москва, не может быть надежным без создания подземных хранилищ газа (ПХГ) вблизи крупных промышленных и энергетических потребителей. Наиболее доступным решением этой проблемы могло стать создание ПХГ в истощенных нефтяных или газовых месторождениях. Но их не было в Европейской части страны,

- Действующие ПХГ
- Строящиеся ПХГ
- Площади в разведке под ПХГ
- Перспективные площадки для постановки ГРП с целью хранения газа и гелиевого концентрата



там, где расположены крупные потребители газа. В этой ситуации единственным выходом стало создание хранилищ газа в подземных водоносных пластах.

Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-емкостях, созданных в отложениях каменных солей, предназначенных для закачки, хранения и последующего отбора газа, который включает участок недр, ограниченный горным отводом, фонд скважин различного назначения, системы сбора и подготовки газа, компрессорные цеха. Всего в мире действует более 600 подземных хранилищ газа общей активной емкостью порядка 340 млрд м³

В то время это было новое решение, совершенно неизведанное в стране, наукоемкое и сложное, требующее работы десятков, а то и сотни научных, проектных, машиностроительных, строительных, геологоразведочных и буровых коллективов. Сказывалась и недостаточность теоретической базы.

Из мирового опыта известно, что активная емкость подземных хранилищ газа должна составлять не менее 8–10 % от коммерческого

потребления газа в стране. Это означало, что если в результате выполнения пятилетнего плана (1956–1960 гг.) к концу пятилетки добыча газа будет доведена до 45 млрд м³, то емкость подземных хранилищ газа должна быть не менее чем 4–4,5 млрд м³ газа. Было принято решение Главгаза СССР о возложении поисково-разведочных работ на Союзную геолого-поисковую контору «Союзбургаз».

В результате проведенных исследований СГПК предложило несколько потенциальных площадей для дальнейшего изучения и строительства первых в стране подземных хранилищ газа. В качестве первоочередной были выбраны Зарайская и Калужская,

в качестве резервных определены Щелковская и Рязанская площади.

К концу 1950-х гг. были пробурены первые скважины в водоносных пластах на будущих Калужском (1957 г.) и Щелковском (1958 г.) ПХГ. Начальник Главгаза СССР А.К. Кортунов принимает предложение штаба об организации Калужской опытной станции подземного хранения газа. Но для опытной закачки газа в водоносные пласты требуется сделать ещё многое. Нужно пробурить эксплуатационные скважины и обустроить их, построить газораспределительные пункты установки, очистки и осушки газа, соорудить промысловые и газосборные сети, а также подводящие магистральные газопроводы. И уже 31 августа 1959 г. началась опытная закачка



газа в Калужское подземное хранилище газа, а в 1960 году – в Щёлковское ПХГ.

На этих объектах методом проб и ошибок специалисты искали верные решения в совершенно новом для отечественной отрасли направлении. Они экспериментировали и учились, закладывая основы сегодняшней технологии и методики подобных работ.

В 1957 году СГПК становится первой и единственной в СССР организацией, специализирующейся, главным образом, на геологоразведочных работах для строительства скважин на подземных хранилищах природного газа, в первую очередь, в водоносных пластах. В том же году была пробурена первая скважина для ПХГ в районе г. Калуга, а в 1958 году – в районе г. Щелково Московской области

Передовые рубежи

Этот этап был отмечен постановлением Совета Министров СССР «Об организации подземного хранения газа в СССР». Документ стимулировал дальнейшее строительство ПХГ, что также сказалось на деятельности СГПК. Поставленные задачи увеличили объем работ и заставили переоснастить техническую базу, а также усовершенствовать структуру управления, в связи с чем СГПК был преобразован в трест «Союзбургаз».

За годы деятельности ПАО «Подзембургаз» почти всегда находился на передовом рубеже: специалистами предприятия построено первое ПХГ в СССР, первое буровое предприятие, функционирующее в газовой отрасли, самое крупное в мире газохранилище в водоносном

пласте, первые в России хранилища в солевых отложениях.

В 1962 г. работы проводились уже 12 входящими в состав треста подразделениями на 15 площадях от Прибалтики до Средней Азии. Вслед за созданием двух подземных хранилищ газа в водоносных структурах под Москвой в 1960-е годы создается несколько подземных хранилищ:

под Ленинградом (Гатчинское и Колпинское), под Киевом (Олишевское), под Ташкентом (Полторацкое) и в Латвии (Инчукалнское). Создание этих хранилищ шло в условиях постоянно нарастающего дефицита газа по причине форсированного развития газификации страны и непомерно большого роста газопотребления.

С 1967 г. «Союзбургаз» участвует в создании ПХГ в истощенных газовых месторождениях. В это время буровики треста решают вопросы, связанные с

усовершенствованием технологий проводки скважин на ПХГ.

Одновременно с этим начинаются работы по созданию уникального Касимовского газохранилища в водоносном пласте – крупнейшего в мире сооружения такого типа, активный объем которого планируется довести до 7,5 млрд м³ газа. Ничего подобного в мире до сих пор нет. Это хранилище полностью сглаживает неравномерность газопотребления таких крупнейших потребителей, как город Москва и Московская область, запросы которых составляют примерно 50 млрд м³ газа в год.

ПХГ без границ

В 1970–1980-е гг. география деятельности предприятия продолжает расширяться. Одновременно специалисты треста осуществляли эксплуатационное бурение для разработки Базайского и Синявского газовых месторождений с целью использования их в режиме ПХГ.

В эти годы в составе «Союзбургаз» функционирует мощная геологическая служба, обобщившая огромный объем данных, пополнявших всесоюзный геологический фонд ценной информацией. В те годы «Союзбургаз» положил начало созданию промыслово-геофизической службы газовой

работы для обеспечения антикоррозионной защиты газовых магистралей, ведут разведку и освоение гидротермальных ресурсов. Был открыт целый ряд месторождений термальных вод, на базе которых построена геотермальная электростанция мощностью 120 МВт.

Результатом проведенных за это время работ стали 22 подземных хранилища газа общей емкостью около 100 млрд м³ с возможностью суточного отбора более 500 млн м³, которые находятся либо в промышленной эксплуатации, либо в стадии подготовки к закачке газа.

В 1991 г., в связи с преобразованием в государственное предприятие, трест изменил свое название на «Бургазгеотерм». Однако вскоре финансирование этого направления было прекращено.

ПАО «Подзембургаз»

Непростые 90-е годы заморозили не только геотермальное направление. Приостановилось строительство нескольких ПХГ. Эксплуатационное бурение и поисково-разведочные работы были практически полностью свернуты. Преодолеть этот период помог родственник «Бургаз», включивший предприятие в свой состав на правах дочерней организации – ПАО «Подзембургаз». С этого момента и до сегодняшнего дня «Подзембургаз» функционирует как специализированное предприятие по геологоразведочным работам и бурению эксплуатационных скважин на подземных хранилищах газа.

Сегодня «Подзембургаз», в рамках отраслевой программы развития подземного газохранилища до 2030 г., ведет эксплуатационное бурение на Пунгинском, Совхозном, Шатровском, Увязовском, Невском, Степновском и Карашурском ПХГ. С целью поиска и подготовки новых объектов для ПХГ предприятие проводит геологоразведочные работы.

Сегодня коллектив предприятия насчитывает 577 человек. Все это прекрасно адаптированные к специфике строительства ПХГ



оборудованием как отечественного, так и импортного производства, позволяющим осуществлять строительство скважин различного профиля и сложности. Кроме того, ПАО «Подзембургаз» обладает собственной базой производственного обслуживания, способной выполнять весь спектр работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования.

Созданная система ПХГ нашей страны уже сейчас позволяет обеспечивать до 20–22 % от объема суточной поставки газа по договорам и контрактам с ПАО «Газпром». В связи с дальнейшим развитием подземных хранилищ газа к 2030 г. планируется довести запасы активного газа в них до 120 млрд м³, а максимальную суточную производительность – до 1 млрд м³ газа.

Сегодняшние достижения в области подземных хранилищ газа – это рукотворный памятник предприятиям, построившим отрасль. ●

При подготовке статьи использовались материалы:

1. Р.О. Самсонов, С.Н. Бузинов, Г.Н. Рубан, К.И. Джафаров История организации подземного хранения газа в СССР – России.
2. «Энергия преодоления. Буровики газпрома – опора отрасли». А.Н. Гноевых, А.А. Рябоконов, В.С. Маслов, В.И. Кишин; М. 2007 г.

KEY WORDS: *underground storage of gas, Gazprom, drilling, exploration, mine.*

В этом году ОАО «Подзембургаз» отмечает 70-летний юбилей.

Сегодня, благодаря слаженному трудовому коллективу, стабильно работающее предприятие может поставить перед собой новые задачи.

Коллектив «Подзембургаза» вносит достойный вклад в развитие газовой отрасли страны.

Дорогие юбиляры, примите благодарность за добросовестный труд! Крепкого вам здоровья, сохранения производственных традиций, осуществления планов и уверенного взгляда в будущее!

Адрес: 141101 Московская область
г. Щелково ул. Буровая 20
Телефон: (495) 745-01-61
Газовый телефон: (705) 78-680

Факс: (495) 745-01-62
reception@podzemburgaz.ru

www.podzemburgaz.ru



отрасли, работающей сегодня под именем «Газпромгеофизика».

В 80-х гг. на предприятии действовали уже 13 УБР и экспедиций по всей стране. На выявленных в те годы Романовской и Россошинской площадях в настоящее время «Газпром» проводит обустройство ПХГ.

Помимо геологоразведочных и буровых работ, специалисты «Союзбургаза» занимаются бурением водозаборных скважин по трассам магистральных газо- и нефтепроводов, выполняют буровые

ТЕПЛОВОЙ РЕЖИМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

битуминозной нефти в смеси с маловязким разбавителем

В РАБОТЕ ИССЛЕДОВАН ТЕПЛОВОЙ РЕЖИМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ В СМЕСИ С МАЛОВЯЗКИМ РАЗБАВИТЕЛЕМ. РАСЧЕТЫ БАЗИРУЮТСЯ НА РЕЗУЛЬТАТАХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КОМПЛЕКСНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СИСТЕМЫ «БИТУМИНОЗНАЯ НЕФТЬ – МАЛОВЯЗКИЙ РАЗБАВИТЕЛЬ», КОТОРЫЕ ОКАЗЫВАЮТ РЕШАЮЩЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ НЕФТЕПРОВОДА

THE PAPER REPRESENTS THE INVESTIGATION OF THE PIPELINE HOT TRANSFER OF THE BITUMEN AND LOW-VISCOSITY FLUX MIXTURE. THE CALCULATIONS ARE BASED ON THE RESULTS OF THE EXPERIMENTAL STUDIES OF COMPLEX FLOW PROPERTIES OF THE BITUMEN OIL – LOW-VISCOSITY FLUX MIXTURE, WHICH SIGNIFICANTLY AFFECT THERMAL AND HYDRAULIC CIRCULATION OF THE OIL PIPELINES

Ключевые слова: битуминозная нефть, неньютоновские жидкости, тепловой режим, реологическая модель, трубопроводный транспорт.

Пшенин Владимир Викторович,
к.т.н., ведущий инженер,
ЗАО КТПИ «Газпроект»

Закиров Айдар Ильдусович,
аспирант кафедры транспорта
и хранения нефти и газа,
Национальный минерально-сырьевой
университет «Горный»

Климко Василий Иванович,
к.т.н., ассистент кафедры транспорта
и хранения нефти и газа,
Национальный минерально-сырьевой
университет «Горный»

Николаев Александр Константинович,
д.т.н., доцент, профессор кафедры транспорта
и хранения нефти и газа,
Национальный минерально-сырьевой
университет «Горный»

Российская Федерация обладает значительным минерально-сырьевым потенциалом, который имеет стратегическое значение для развития экономики и обеспечения энергетической безопасности страны. Ключевое место в минерально-сырьевой базе занимают ресурсы нефти. В настоящее время начальные запасы нефти уже выработаны более чем на 50%, в европейской части – на 65%, в том числе в Урало-Поволжье – более чем на 70%. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60% [1]. Постоянно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов (сверхвязкая нефть (СВН), природный битум (ПБ) и др.), составляющая для основных нефтедобывающих компаний от 30 до 65% [1]. Вовлечение в процессы добычи и транспортирования сверхвязкой нефти может служить резервом дальнейшего развития нефтяной отрасли. В связи с увеличением объема добычи СВН и ПБ и их стратегической ролью, возникает острая потребность обеспечить надежный и эффективный процесс их транспорта по трубопроводной системе.

В России месторождения тяжелой нефти наиболее активно разрабатываются на территории Республики Татарстан, на которую приходится 71% СВН и ПБ в общих запасах. Порядка 80% всей добываемой на территории Республики Татарстан нефти приходится на долю ОАО «Татнефть» (26,2 млн тонн нефти) [2]. Ашальчинское месторождение занимает особое место среди месторождений Республики Татарстан, поскольку к нему приурочена значительная доля добываемых в республике СВН и ПБ. Одной из доказавших свою эффективность технологий трубопроводного транспорта, которая применяется при транспортировке нефти Ашальчинского месторождения, является технология перекачки с предварительным подогревом и разбавлением маловязкой нефтью. Эффективность подобной технологии напрямую зависит от установившихся в системе теплового

и гидравлического режимов. В этой связи задача исследования теплового режима трубопроводной системы, транспортирующей смесь битуминозной нефти и разбавителя, является актуальной.

Экспериментальные исследования

В ходе работы по изучению реологических свойств смеси битуминозной нефти Ашальчинского месторождения с маловязким разбавителем проведены исследования образца нефтяного сырья предоставленного ЦДСВН НГДУ «Нурлатнефть» (ОАО «Татнефть»). Экспериментальные исследования проводились в Центре инженерных изысканий (Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»), на ротационном реометре «Kinexus ultra+». Принцип действия «Kinexus ultra+» заключается в приложении к испытываемому образцу регулируемой деформации сдвига с целью измерения свойств текучести.

Базируясь на результатах экспериментальных исследований, представленных в работах [3, 4], установлена иерархия реологических моделей для исследуемой нефтяной системы: от простейшей однопараметрической модели Ньютона до модели Карро, включающей в себя 4 независимых параметра. Предложенные модели с высокой степенью точности и качественно верно описывают реологические свойства нефтяной смеси. С увеличением температуры и концентрации маловязкого разбавителя реологические модели смеси битуминозной нефти и разбавителя изменяются в следующей последовательности: «модель Карро» – «модель Эллиса» – «модель Оствальда-де Вааля» – «модель ньютоновской жидкости».

На рисунке 1 представлено двумерное поле реологических моделей исследуемых нефтяных смесей в координатах температура смеси – концентрация маловязкого разбавителя.

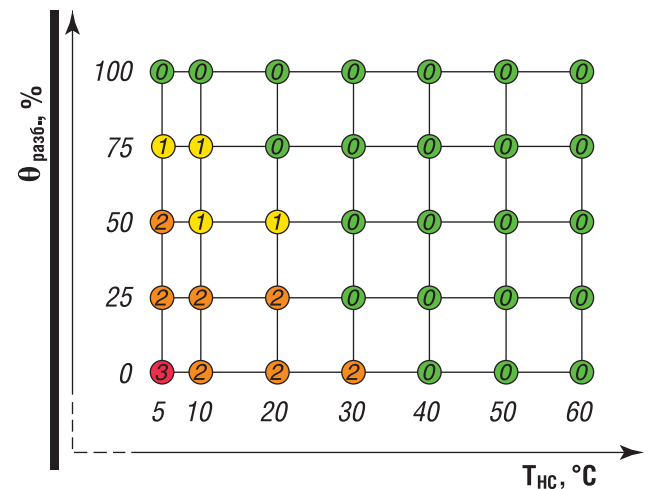
В связи с относительно большим шагом по концентрации разбавителя, для ориентировочных расчетов промежуточные значения коэффициентов моделей допустимо определять путем интерполяции.

Теоретический анализ

Задача теплового расчета трубопроводного транспорта нефтяной смеси состоит в нахождении распределения средней по сечению температуры нефти в зависимости от координаты по ходу трассы нефтепровода. При решении данной задачи трасса трубопровода разбивается на участки малой длины, в пределах которых определяются теплофизические и реологические свойства нефтяной смеси. Для описания изменения средней по сечению температуры нефтяной смеси в пределах каждого участка предлагается использовать следующую зависимость [5]:

$$T(x) = T_0 + \frac{G \cdot g \cdot i_{cp}}{K \cdot \pi \cdot D} + \left(T_n - T_0 - \frac{G \cdot g \cdot i_{cp}}{K \cdot \pi \cdot D} \right) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D}{G \left(C_p + \frac{\varepsilon \cdot \chi_{II}}{T_{nn} - T_{kn}} \right)} \cdot x}, \quad (1.1)$$

РИСУНОК 1. Двумерное поле реологических моделей смеси битуминозной и маловязкой нефтей Ашальчинского месторождения при различных значениях температуры и концентрации маловязкой нефти



- 0 – модель Ньютона (*Newtonian fluid*)
- 1 – модель Оствальда-деВааля (*Ostwald de Waele model or power-law*)
- 2 – модель Эллиса (*Ellis fluid model*)
- 3 – модель Карро (*Carreau model*)

где $T(x)$ – средняя по сечению температура нефти в зависимости от текущей координаты, T_n – начальная температура нефти, G – массовый расход нефти, K – полный коэффициент теплопередачи от транспортируемого продукта в окружающую среду, D – внутренний диаметр трубопровода, T_0 – температура окружающей среды, i_{cp} – средний гидравлический уклон, C_p – коэффициент изобарной теплоемкости нефти, ε – массовая доля парафина в нефти, T_{nn} и T_{kn} – температуры начала и конца выпадения парафина соответственно, χ_{II} – скрытая теплота кристаллизации парафина.

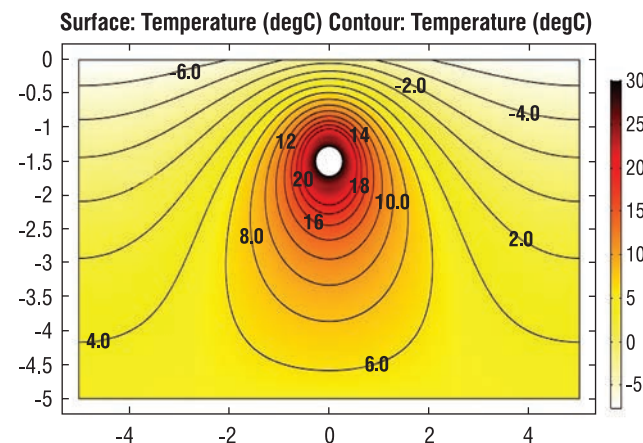
При расчете распределения средней по сечению температуры нефти по длине трассы нефтепровода решающую роль играет величина полного коэффициента теплопередачи, определяемая в соответствии с зависимостью [5]:

$$\frac{1}{K \cdot D} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \left(\frac{D_{i+1}}{D_i} \right) + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_N}, \quad (1.2)$$

где α_1 – внутренний коэффициент теплоотдачи от транспортируемого продукта к внутренней поверхности стенки трубы (или отложений, если они присутствуют), α_2 – внешний коэффициент теплоотдачи от трубопровода в окружающий массив грунта, λ_i , D_i , D_{i+1} – коэффициент теплопроводности, внутренний и наружный диаметры i -ого слоя (отложения парафина, если они присутствуют, металл трубы, антикоррозионная изоляция, тепловая изоляция), D_N – внешний диаметр трубопровода.

При определении коэффициента полной теплопередачи возникает задача расчета теплового взаимодействия «горячего» трубопровода с окружающим его массивом грунта. Ввиду сложной природы решаемой задачи, ее решение в аналитическом виде затруднено. В рамках настоящего

РИСУНОК 2. Температурное поле массива грунта возле подземного трубопровода ($T_N = 30^\circ\text{C}$, $D_N = 0,53\text{ м}$, $h_0 = 1,5\text{ м}$)



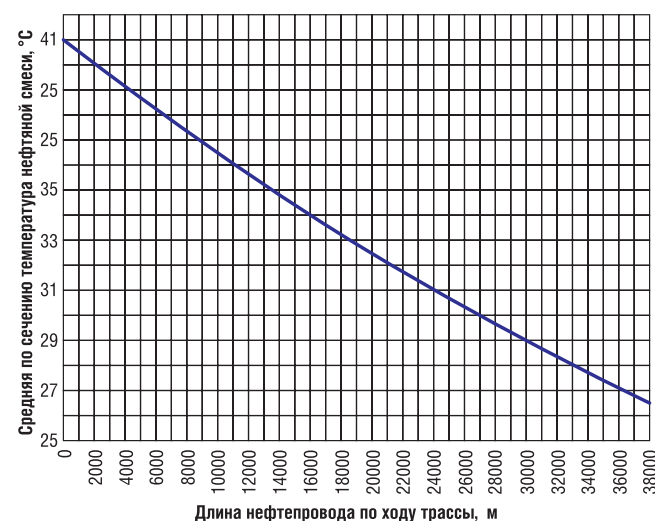
исследования задача была решена с использованием численных методов. На рисунке 2 в качестве примера реализации численных методов приведено температурное поле массива грунта возле подземного трубопровода, построенное в программном пакете *COMSOL Multiphysics 5.2*, для условий исследуемого в диссертации участка ДНС-5 «Чумачка» – МЦПС, в одной из точек трассы трубопровода.

С использованием полученных в результате экспериментальных исследований данных по реологическим моделям транспортируемой смеси, произведен теплогидравлический расчет участка ДНС-5 «Чумачка» – МЦПС (Миннибаевский центральный пункт сбора). В таблице 1 приведены основные параметры участка ДНС-5 «Чумачка» – МЦПС, послужившие наряду с данными экспериментальных исследований, в качестве исходных данных для определения теплового режима нефтепровода.

ТАБЛИЦА 1. Основные параметры участка трубопровода

Параметр	Ед. изм.	Значение
Протяженность участка	м	37800
Внешний диаметр трубопровода	мм	530
Толщина стенки	мм	10
Температура в начале участка	$^\circ\text{C}$	41
Температура в конце участка	$^\circ\text{C}$	26,7
Давление в начале участка	МПа	2,89
Давление в конце участка	МПа	0,05
Массовый расход маловязкой нефти	тыс. тн./год	3180
Массовый расход высоковязкой нефти	тыс. тн./год	1520
Глубина заложения трубопровода (до оси)	м	1,5
Разность высотных отметок начала и конца рассматриваемого участка трубопровода	м	226

РИСУНОК 3. Распределение средней по сечению температуры нефтяной смеси в зависимости от длины нефтепровода по ходу трассы на участке ДНС-5 «Чумачка» – МЦПС



Результаты

В результате проведенного теплогидравлического расчета было получено искомое распределение температуры по длине трассы нефтепровода, представленное на рисунке 3.

Конечная температура T_k по результатам расчета составляет $26,4^\circ\text{C}$. Полученная в соответствии с предложенной методикой расчетов конечная температура отличается от реальных эксплуатационных данных на $0,3^\circ\text{C}$. Относительная погрешность составляет $1,1\%$, что позволяет говорить об относительно высокой точности полученного решения.

Таким образом, в работе исследован тепловой режим трубопроводного транспорта битуминозной нефти в смеси с маловязким разбавителем. Расчеты базируются на результатах экспериментальных исследований комплексных реологических свойств системы «битуминозная нефть – маловязкий разбавитель», а также на численном решении задачи теплового взаимодействия трубопровода с окружающим массивом грунта.

Найдено распределение средней по сечению температуры нефти в зависимости от координаты по ходу трассы нефтепровода для участка трубопровода ДНС-5 «Чумачка» – МЦПС. Относительная погрешность определения конечной температуры на участке трубопровода в соответствии с разработанной методикой составила $1,1\%$.

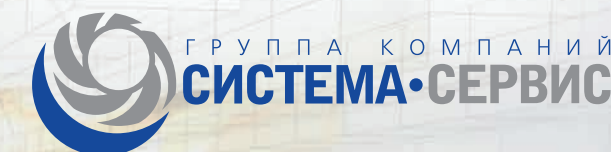
Литература

1. «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года».
2. «Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года».
3. Закиров А.И. Исследование реологических свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / А.И. Каримов, А.И. Закиров, В.В. Пшенин // ГИАБ. – 2015. – № 10. – с. 382–390.
4. Закиров А.И. Исследование реологических моделей смеси битуминозной и маловязкой нефтей Ашальчинского месторождения / А.К. Николаев, А.И. Закиров, В.В. Пшенин // ГИАБ. – 2015. – № 11. – с. 353–360.
5. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль – СПб: Недра, 2008. – 488 с.

KEY WORDS: *bituminous oil, of a non-Newtonian fluid, thermal regime, rheological model, pipeline transportation.*

Изготовление блочных кустовых насосных станций

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС»



Вместе к общей цели

Предлагаем полный комплекс работ по БКНС:

- разработка технического задания индивидуально под Заказчика;
- разработка проектно-конструкторской документации;
- изготовление, монтаж, пуско-наладочные работы;
- обеспечение контроля за эксплуатацией;
- техническое обслуживание оборудования;
- обучение персонала



Р.Т. г. Альметьевск
ул. Базовая, д 2
Тел./факс: **+7 (8553) 38-94-00**
Электронная почта: **info@sistemaservis.ru**

НАЦИОНАЛЬНЫЕ СТАНДАРТЫ РФ в области преднамеренных силовых электромагнитных воздействий

В СЕРЕДИНЕ 90-Х ГОДОВ ПРОЯВИЛАСЬ ТЕНДЕНЦИЯ К ВОЗРАСТАНИЮ АКТИВНОСТИ ТЕРРОРИСТИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ВСЕ БОЛЬШЕЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ОСНАЩЕННОСТИ ТЕРРОРИСТОВ. ПРОГНОЗИРУЯ ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ» ТЕРРОРИСТИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, КОТОРЫМИ МОГУТ СТАТЬ НЕ ТОЛЬКО АТАКИ СЕТИ ИНТЕРНЕТ, НО И АТАКИ НА ЭЛЕКТРОННЫЕ СИСТЕМЫ ТАКИХ ОБЪЕКТОВ, КАК АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ПРЕДПРИЯТИЯ С ВЗРЫВООПАСНЫМИ И ПОЖАРООПАСНЫМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ЦИКЛАМИ, И ДРУГИЕ АНАЛОГИЧНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ, АВТОРОМ СТАТЬИ БЫЛИ ОПРЕДЕЛЕНЫ ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И СПОСОБЫ ТЕРРОРИСТИЧЕСКИХ АТАК И РАЗРАБОТАНА КОНЦЕПЦИЯ ЗАЩИТЫ КРИТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ОТ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ТЕРРОРИЗМА

IN THE MID 90^{IES} THERE APPEARED A TENDENCY TOWARD THE GROWTH OF THE TERRORIST ACTIVITY AND THE TERRORISTS EQUIPPING LEVEL. THE AUTHOR OF THIS PAPER PROVIDES THE FORECAST OF PROBABLE FIELDS OF THE INTELLECTUAL TERRORIST ACTIVITIES, WHICH CAN INCLUDE CYBER-ATTACKS WITHIN THE INTERNET, AND ALSO ATTACKS TO ELECTRONIC SYSTEMS OF SUCH OBJECTS AS NUCLEAR POWER PLANTS, ENTERPRISES PERFORMING EXPLOSION OR FIRE HAZARDOUS PROCESSES, OR OTHER SIMILAR ORGANIZATIONS. THIS FORECAST WAS USED FOR DETERMINATION OF POTENTIAL DIRECTIONS AND TYPES OF TERRORIST ATTACKS, AND FURTHER DEVELOPMENT OF PROTECTION OF CRITICAL OBJECTS AGAINST ELECTROMAGNETIC TERRORISM

Ключевые слова: электромагнитное воздействие, нефтехимические предприятия, атомные электростанции, нормативные требования.

Сухоруков С.А.,
доктор электротехники,
член-корреспондент Академии
электротехнических наук РФ,
генеральный директор –
главный конструктор
ЗАО «ЭМСОТЕХ»

Концепция защиты критических объектов от электромагнитного терроризма была опубликована в цикле пионерских статей в начале 90-годов, что дало толчок научной общественности к развитию данного направления в России. Реальность угрозы электромагнитного терроризма в настоящее время признана специалистами всего мира в связи с объявлением США концепции кибервойн.

В конце 90-х годов ЗАО «ЭМСОТЕХ» были созданы специальные технические средства для защиты электронных систем от электромагнитного терроризма. В настоящее время предприятия РФ, которые в

политическом, экономическом или ином отношении являются объектами, привлекательными для таких атак или соответствующего воздействия криминальных структур, оснащаются устройствами для защиты от электромагнитного терроризма.

Автором статьи разработан проект первого в мире стандарта в области защиты от электромагнитного терроризма. В 2005 году была создана рабочая группа из ведущих специалистов России, которая завершила работу проектом стандарта ГОСТ Р 52863-2007 «Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Испытания на устойчивость

к преднамеренным силовым электромагнитным воздействиям. Общие требования», в 2007 году он вступил в силу.

ГОСТ Р 56093-2014 «Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Средства обнаружения преднамеренных силовых электромагнитных воздействий. Общие требования»;

ГОСТ Р 56115-2014 «Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Средства защиты от преднамеренных силовых электромагнитных воздействий. Общие требования».

Одновременно с ними вступил в силу созданный компетентными организациями национальный стандарт РФ:

ГОСТ Р 56103-2014 «Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Организация и содержание работ по защите от преднамеренных силовых электромагнитных воздействий. Общие требования».

В ГОСТ 52863-2007 приводятся параметры возможных преднамеренных силовых электромагнитных воздействий (ПС ЭМВ), правила выбора степени жесткости испытаний, методы испытаний и устройства для их проведения. Согласно ГОСТ 52863-2007 ПС ЭМВ может осуществляться по сети электропитания, проводным линиям связи (включая оптические линии, выполненные из кабелей с металлическими конструктивными элементами), металлоконструкциям (например, трубопроводам), по эфиру электромагнитными полями.

Необходимо отметить, что в ЗАО «ЭМСОТЕХ» была создана первая исследовательская лаборатория

с набором имитаторов ПС ЭМВ по ГОСТ 52863-2007. Были проведены экспериментальные работы, позволившие открыть новые явления в электротехнике: «компрессия заряда», «отстрел заряда», «самофокусировка заряда» и «захват заряда из грунта». Например, в ходе процесса «компрессия заряда» электрический заряд в длинной однопроводной линии начинает распространяться совсем не так, как ему предписано уравнениями Максвелла и законами «телеграфных уравнений». В результате однопроводная линия может передавать на расстояние электрический заряд аномально большой величины.

В ГОСТ 56115-2014 регламентируются требования к средствам защиты (СЗ), и их основными классифицирующими признаками являются следующие:

«Изготовители должны классифицировать СЗ по следующим параметрам:
4.1 виду предотвращаемой угрозы:
4.1.1 ПС ЭМВ по сети электропитания,
4.1.2 ПС ЭМВ по проводным линиям связи,
4.1.3 ПС ЭМВ по металлоконструкциям,
4.1.4 ПС ЭМВ электромагнитным полем;
4.2 специальным свойствам и назначению:
4.2.1 специальным свойствам:
4.2.1.1 степени жесткости испытаний,
4.2.1.2 видам ПС ЭМВ, от которых обеспечивается защита,
4.2.2 назначению:
4.2.2.1 обеспечивает минимально необходимый уровень защиты от ПС ЭМВ,
4.2.2.2 обеспечивает гарантированную работоспособность при ПС ЭМВ в соответствии с заданным критерием функционирования в условиях ПС ЭМВ».

Стандартные параметры СЗ определяют минимально необходимый уровень защиты от ПС ЭМВ, который должны обеспечить СЗ.

Эффективность СЗ первой группы определяется конечными значениями уровней остаточных напряжений, токов, электромагнитных полей на выходе СЗ. При этом остаточные

уровни в проекте стандарта приняты по порядку величин соответствующими минимально допустимым воздействиям промышленных помех, значения которых определены в системе стандартов в области ЭМС, а также воздействиям, относящимися к области качества напряжения питающей сети. В соответствии с этим подходом СЗ должны обеспечить такой минимально необходимый уровень защиты, который преобразует ПС ЭМВ в ЭМВ с параметрами, характерными для наиболее мягких степеней жесткости при испытаниях на ЭМС. Этот подход позволил сделать стандарт прямого действия, его требования общедоступны, с конкретными цифрами, и могут быть реализованы любыми разработчиками СЗ.

В ряде случаев стандартные параметры СЗ не могут обеспечить надлежащей защиты, либо могут, но затраты на СЗ оказываются недопустимо высокими. Для ряда критических объектов может потребоваться «абсолютный уровень защиты» от ПС ЭМВ. Стандартом для разрешения подобных ситуаций вводится понятие «гарантированная работоспособность при ПС ЭМВ», которую может установить не норма стандарта, а Заказчик: «заказчиком может быть установлено требование к СЗ по обеспечению гарантированной работоспособности при ПС ЭМВ в соответствии с заданным критерием функционирования в условиях ПС ЭМВ».

Понятие «гарантированная работоспособность» используется компанией на протяжении всего периода существования предприятия, и оправдывает себя отсутствием рекламаций на поставляемое помехозащитное оборудование и его потребительские свойства. Реализуется гарантированная работоспособность защищаемых технических средств (ТС) посредством заведомо избыточных решений, применяемых в помехозащитном оборудовании, снижающих остаточные уровни воздействий на выходе до значений, которые много ниже пороговой чувствительности ТС к помехам и перенапряжениям. В результате при любых уровнях импульсных перенапряжений и помех, характерных для жестких условий эксплуатации ТС, они заведомо работают без

УДК 006.02



ТАБЛИЦА 1. Значения некоторых из типовых параметров испытательных воздействий по сети электропитания по ГОСТ 5286-2007

№ п/п	Вид воздействия	Параметры испытательных воздействий	Степень жесткости испытаний			
			I	II	III	IV
1	Перенапряжения большой длительности (ПБД)	Кратность перенапряжений	1,5	1,7	1,5	1,7
		Длительность воздействия, с	30	60	30	60
		Мощность воздействия, кВА	10	30	50	100
2	Низковольтные однократные миллисекундные импульсы напряжения (НОМИН)	Длительность импульса, мс	5	5	10	20
		Амплитуда тока короткого замыкания (напряжение холостого хода 1 кВ), кА	2	5	5	10
		Энергия воздействия, кДж	7	20	40	150
3	Комбинированные однократные импульсы напряжения (высоковольтные миллисекундные импульсы, наложенные на низковольтные миллисекундные импульсы) – (КОИН)	Длительность основного импульса, мс	5	5	10	20
		Длительность вспомогательного импульса, мс	0,05	0,05	0,05	0,1
		Амплитуда тока короткого замыкания для основного импульса (напряжение холостого хода 1 кВ), кА	2	5	5	10
		Амплитуда тока короткого замыкания для вспомогательного импульса (напряжение холостого хода 5 кВ), кА	5	5	5	5
		Энергия воздействия, кДж	7	20	40	150
4	Высоковольтные однократные наносекундные импульсы напряжения (ВОНИН)	Длительность импульса на нагрузке 50 Ом, нс	500	500	500	500
		Длительность фронта, нс	50	50	50	50
		Напряжение на нагрузке 50 Ом, кВ	50	250	250	250
		Энергия воздействия, Дж	20	500	500	500

сбоев и повреждений. В самом помехозащитном оборудовании заложенная избыточность реализована следующим образом: увеличением сечений проводников, увеличением допустимых рабочих напряжений конденсаторов, разгрузкой резисторов по теплу, «горячим» резервированием ряда узлов и другими решениями. Результативность такого подхода можно проиллюстрировать на примере. Одна из государственных структур эксплуатировала ТС, оснащенные СЗ нашей разработки, на протяжении 10 лет, количество защищенных объектов около 10000. За это время вышло из строя 4 СЗ и несколько больше – ТС, в результате чего Заказчиком было принято решение о продлении срока эксплуатации комплексов еще на 5 лет. Тем самым, цена СЗ, обеспечивающих гарантированную работоспособность, казавшаяся изначально чрезмерно высокой, по истечении времени оказалась экономически оправданной.

Параметры СЗ второй группы не нормируются (стандартами в области ЭМС это допускается путем введения так называемой «открытой степени жесткости

испытаний», которая устанавливается Заказчиком). Заказчиком может быть установлено требование к СЗ по обеспечению гарантированной работоспособности ТС или иного объекта при ПС ЭМВ в соответствии с заданным критерием функционирования ТС в условиях ПС ЭМВ. В этом случае параметры СЗ могут отличаться от стандартных параметров, и подтверждаются при испытаниях на имитаторе ТС, подключенном к СЗ, или на имитаторе типовых объектов с ТС, подключенном к СЗ. В состав указанных имитаторов входят образцы ТС, к которым Заказчиком применяются требования по обеспечению гарантированной работоспособности ТС при ПС ЭМВ, и имитаторы объектов с ТС. Этот подход позволяет сделать стандарт более гибким и СЗ согласно стандарту могут достаточно полно удовлетворить любые требования Заказчика, которые будут продиктованы не только техническими, но и экономическими соображениями.

Назначение и основное содержание ГОСТ 56093-2007 и ГОСТ 56103-2014 понятно из

их названия. В ряде случаев Заказчик может потребовать установить на защищаемом объекте не только СЗ от ПС ЭМВ, но и средства для обнаружения атаки на объект методами ПС ЭМВ, ГОСТ 56093-2007 регламентирует требования к таким системам обнаружения ПС ЭМВ. Для ряда Заказчиков может потребоваться жесткая регламентация в части организации и содержания работ по защите от ПС ЭМВ и ГОСТ 56103-2014 регламентирует требования к таким процедурам.

Таким образом, в 2015 году вступает в силу комплект национальных стандартов, позволяющих вести целенаправленную работу по техническому противодействию угрозе уничтожения электронных и электрических ТС в ходе кибервойн.

Применительно к объектам нефтегазового комплекса (ОНГК) из всего спектра угроз по ГОСТ 52863-2007 наиболее актуальным представляются ПС ЭМВ по сетям электропитания. От угрозы ПС ЭМВ по проводным линиям связи относительно просто избавиться переходом на оптические линии связи, либо связь по эфиру. От угрозы ПС ЭМВ по

металлоконструкциям ОНГК тоже защищены, так как в большинстве своем имеют контролируемую зону с надежно охраняемым периметром.

Из всего спектра ПС ЭМВ по сети электропитания, параметры испытательных воздействий которых регламентируются ГОСТ 52863-2007, следует обратить внимание на те из них, которыми нарушитель может эффективно воздействовать по кабелям сети электропитания, находящимися фрагментарно за пределами контролируемой зоны ОНГК. Эти параметры приведены в табл. 1 (часть табл. 5 ГОСТ 52863-2007).

Первое из воздействий – ПБД технически может реализовываться достаточно просто путем тех или иных манипуляций в шкафах электропитания и на шинах трансформаторных подстанций (ТП). Описывать последствия такого воздействия нет необходимости, все специалисты наглядно представляют горящие телевизоры, компьютеры после попадания на них из сети электропитания 380 В вместо 220 В.

Второе воздействие – НОМИН по ГОСТ 52863-2007 реализовать представляется крайне затруднительным, но следует учитывать, что стандарт описывает параметры испытательных воздействий, то есть параметры имитаторов ПСЭМВ, которые должны работать стабильно и обеспечивать повторяемость испытаний. Нарушитель же в большинстве практических случаев в ходе организации атаки может обойтись примитивными одноразовыми техническими средствами. Даже НОМИН с энергией 150 кДж можно обеспечить техническими средствами, переносимыми на теле человека. Для сравнения: лабораторный имитатор НОМИН с такими параметрами имеет объем в десятки кубических метров и стоит миллионы долларов. Воздействие НОМИН приводит к смещению синусоиды сетевого напряжения (то есть к появлению постоянной составляющей). В результате у трансформаторов происходит одностороннее подмагничивание магнитопровода, возникают сверхтоки, автоматический выключатель отключает трансформатор; аналогичные явления у асинхронных двигателей приводят к их остановке под

нагрузкой (например, перестают работать насосы); современные источники питания компьютеров «защищают» себя, отключаясь от сети электропитания, а для восстановления работоспособности требуют вмешательства оператора и так далее. Подобные переходные электрические процессы создают сверхтоки, которые в сети электропитания должны бы отключить обычные автоматические выключатели. Однако, этого не произойдет, так как гашение дуги в них происходит при переходе тока «через ноль», а постоянная составляющая тока не даст этого сделать, в результате автоматический выключатель взрывается, разрушая щит электропитания.

Третье воздействие – КОИН направлено преимущественно на кратковременную остановку работы аккумуляторных источников бесперебойного питания (ИБП) на время 15–20 секунд. Последствия такой остановки одновременно основного и резервного ИБП для автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) для ОНГК можно подробно не комментировать, специалистам ОНГК известно несколько таких аварий (в том числе и с неустановленными предпосылками), приведших к крупному ущербу. Нам приходилось выполнять экспертизу подобных аварий. Теперь после этих аварий проектирующие организации не рискуют устанавливать основной и резервный ИБП для нужд ОНГК без защиты изделиями нашего производства.

Отметим, что три перечисленных воздействия по причинам их возникновения можно легко отнести к переходным электрическим процессам естественного (не намеренного) происхождения, что крайне осложняет поиск истинных причин аварий – они легко маскируются. Подобное в нашей практике встречалось, когда один из критических объектов олимпиады «Сочи – 2014» в период ее подготовки за год четырежды выходил из строя (что позиции обычной электротехники было невозможно), и только наша защита от ПСЭМВ обеспечила его стабильную работу (до сих пор все работает нормально).

Четвертое воздействие – ВОНИН допускает возможность того, что

нарушитель может не подключаться напрямую к низковольтному или высоковольтному кабелю, а осуществлять атаку на ОНГК по кабелю косвенным путем (например, через металлические или изоляционные покрытия кабеля). При этом атака может производиться по подземным кабелям с расстояния в сотни метров за пределами контролируемой зоны. Правда, для этого требуется объем для перевозки технического средства для ПСЭМВ размером с багажник легкового автомобиля или кузов мини-фургона. Но «игра стоит свеч», так как ВОНИН обладает колоссальной разрушительной силой для современной электроники, а защита от него многократно превышает объемы и стоимость защищаемых технических средств. Очень опасны вторичные эффекты атаки ВОНИН: допустим, нарушитель осуществил атаку ночью, в это время все выключатели атакуемого фрагмента ОНГК находились в положении «выключено», (а для ВОНИН это несущественно, так как высокое напряжение пробивает воздушный зазор в выключателях), затем покинул объект атаки; оперативный персонал ОНГК появившись утром, включил автоматические выключатели и компьютеры, и последние в момент включения или часами – днями позже (так как прокол изоляции в электронных компонентах может быть изначально «игольчатым» и под действием высокого тока постепенно расширяться до деградации компонента) вышли из строя.

Защититься от ПСЭМВ можно, и ЗАО «ЭМСОТЕХ» имеет многолетний опыт в этой области. Подобного рода защитная система должна выстраиваться еще на стадии проектирования ОНГК, так как она требует определенной топологии размещения, значительных площадей и объемов для защитного оборудования, и может существенно увеличить стоимость системы электропитания ОНГК. Однако вложения со временем окупаются, например, ряд АСУТП объектов ОНГК, оснащенных нашей защитой, работают бесперебойно уже второе десятилетие. ●

KEY WORDS: *electromagnetic impact, petrochemical plants, nuclear power plants, regulatory requirements.*



BAROS

- Райский тропический уголок Baros Maldives находится всего в 25 минутах пути на скоростном катере от международного аэропорта Мале.
- Гости ждут изысканные виллы, утопающие в тропической зелени, каждая – с собственным выходом на белоснежный пляж, а также роскошные надводные виллы с захватывающими дух панорамами бескрайнего океана. Оба варианта доступны с собственными бассейнами.
- Открытая веранда с соломенным навесом, оборудованная удобными шезлонгами, предлагает удивительное сочетание элегантного дизайна, уединения и потрясающих видов.
- В уютной обстановке кафе Palm Garden Вы сможете насладиться кальяном, устроившись в удобном гамаке, а в ресторане Lighthouse Lounge исключительно приятно любоваться закатом, смаковать фирменные коктейли и наблюдать за морской флорой и фауной.
- Ваш заботливый и внимательный дворецкий доступен круглосуточно и приложит все усилия, чтобы сделать Ваш отдых незабываемым: от ужина на песке и спа-процедур до морского круиза на закате – просто дайте знать о своих пожеланиях.
- Роскошный курорт Baros Maldives с его белоснежными пляжами, высокими пальмами и бескрайними просторами Индийского океана – самое романтическое место на планете по версии всех гостей и экспертов премии World Travel Awards.



Обновление в обновленном SPA Velassaru

- Знаменитый дизайнер преобразил комнаты для релаксации и 10 процедурных кабинетов над водой. Появилась роскошная винная процедура и сейчас Velassaru – единственный на Мальдивах курорт, предлагающий винотерапию.
- В числе процедур 2,5 часовой расслабляющий ритуал Couple Bespoke с солевым пилингом, массажем всего тела с использованием специальных деревянных кокосовых инструментов.
- Открыта жилая галерея Velassaru, представляющая работы местного художника Аччу, и отдельные бренды экзотической моды Frankitas, Thirtyfour.bespoke и Sheriff&Cherry.
- Предложение руки и сердца, свадьба, медовый месяц, юбилей отношений или день Святого Валентина – у курорта Velassaru имеется программа на каждый случай.
- Уединенное Барбекю на пляже, приготовленное персональным шеф-поваром. Вкус Индонезии.



СПУСК ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ

в скважины с большими отходами от вертикали

В СТАТЬЕ, НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРАКТИКИ БУРЕНИЯ, ПРЕДЛОЖЕНЫ СПОСОБЫ СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ В СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМИ ОТХОДАМИ ОТ ВЕРТИКАЛИ

THE PAPER OFFERS THE METHODS OF CASING AND LINER RUNNING TO EXTENDED REACH WELLS BASED ON ANALYTIC RESEARCHES AND PRACTICES OF DRILLING

Ключевые слова: скважины с большими отходами от вертикали, способы спуска обсадных колонн.



Туктаров Дамир Хатиевич, Генеральный директор ЗАО «Инвестгеосервис»

Опыт бурения горизонтальных скважин на Ванкорском и Юрхаровском месторождениях показал: возникают проблемы со спуском обсадных колонн и хвостовиков – имеют место большие усилия сопротивления, близкие к осевой составляющей от веса обсадной колонны, что приводит к «посадкам» колонн и невозможности их допуска до заданной глубины. Для решения данных проблем автором проведены аналитические исследования осевых усилий, возникающих

при спуске обсадных колонн и хвостовиков в ERW, на примере Юрхаровского НГКМ.

Конструкция скважин типа ERW на данном месторождении Севера РФ следующая: (снизу вверх) хвостовик 168 мм (127 мм), эксплуатационная колонна 245 мм (178 мм), промежуточная колонна 340 мм, кондуктор 426 мм. Соответственно все исследования проведены для такой конструкции скважин. Глубины по вертикали: вертикальный кондуктор 426 мм – 500 м, промежуточная колонна 340 мм – 1400 м, эксплуатационная колонна 245 мм – 2900 м (до кровли эксплуатационного объекта), в эксплуатационном объекте горизонтальный хвостовик 168 мм – 2910 м.

Для указанных данных выполнены расчёты профилей стволов скважин для отходов от вертикали от 3000 м до 9000 м. Полученные данные приведены в таблице 1.

Для полученных значений глубин колонн выполнены расчёты осевых усилий при спуске колонны 245 мм. Анализ данных спуска обсадных колонн 245 мм в скважины на Ванкорском и Юрхаровском

ТАБЛИЦА 1. Расчётные значения глубин спуска обсадных колонн для скважин типа ERW

Отход от вертикали, м	Глубина кондуктора 426 мм, м	Глубина промежуточной колонны 339,7 мм, м	Глубина эксплуатационной колонны 244,5 мм, м	Глубина хвостовика 168,3 мм, м
1	2	3	4	5
3000	500	1735	4464	5069
4000	500	1885	5331	5945
5000	500	2028	6248	6891
6000	500	2169	7193	7857
7000	500	4124	8154	8845
8000	500	4154	9124	9815
9000	500	4184	10101	11601



УДК 622.245

ТАБЛИЦА 2. Осевые усилия и способы спуска обсадных колонн

Отход от вертикали, м	Вес обсадной колонны в воздухе, тс	Колонна заполнена раствором		«Плавающая» колонна (колонна пустая в интервале башмак промежуточной колонны – забой)				
		Осевые усилия на устье при спуске, кгс	Осевые усилия на устье при подъёме, кгс	Спуск без вращения		Спуск с вращением		
				Осевые усилия на устье при спуске, кгс	Осевые усилия на устье при подъёме, кгс	Осевые усилия на устье при спуске, кгс	Осевые усилия на устье при подъёме, кгс	Крутящий момент на устье, кгс*м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3000	276,0	61710	245863	–	–	–	–	–
4000	328,4	31033	276613	–	–	–	–	–
5000	383,7	349 16576	307272 291044	–	–	–	–	–
6000	440,8	-30388 -11882	337960 319454	41304	150399	50096	148563	2000
7000	468,8	–	–	32673	159052	38111	186643	2450
8000	557,4	–	–	24052	167671	29791	199382	2765

месторождениях показал, что величина коэффициента трения составляет 0,35 – 0,6 [2,3,4]. Эта величина включает: силы трения, силы сопротивления движению от взаимодействия муфт обсадных труб со стенкой скважины, силы сопротивления движению от взаимодействия оснастки обсадной колонны со стенкой скважины, силы сопротивления движению от взаимодействия обсадной колонны со слоем шлама (шламовой постелью) на нижней стенке скважины. Для расчётов выбрано максимальное значение коэффициента трения 0,6. При использовании роликовых центраторов коэффициент трения снижается на 50%, соответственно при расчётах для случая использования роликовых центраторов взят коэффициента трения 0,3.

При вращении обсадной колонны в процессе её спуска в скважину в осевом направлении снижается величина коэффициента трения пропорционально соотношению векторов направлений движения [2,3]. Результаты исследований способов спуска в скважину обсадной колонны диаметром 245 мм (способы спуска и осевые усилия в зависимости от величины отхода от вертикали, крутящие моменты) приведены в таблице №2 и на рисунке №1.

На рисунке 2 представлены способы спуска хвостовиков и осевые усилия в зависимости от величины отхода от вертикали.

РИС. 1. Осевые усилия при разных способах спуска обсадных колонн в зависимости от отхода от вертикали

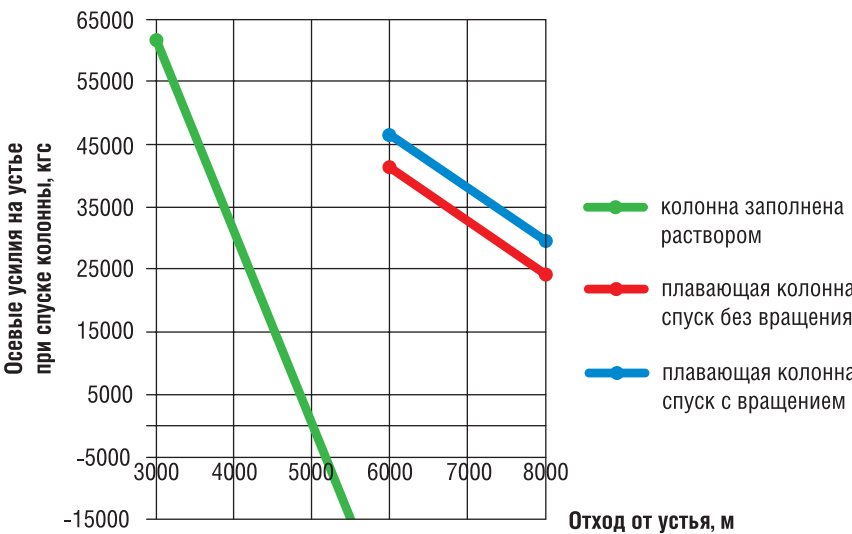


РИС. 2. Осевые усилия при разных способах спуска хвостовиков в зависимости от отхода от вертикали

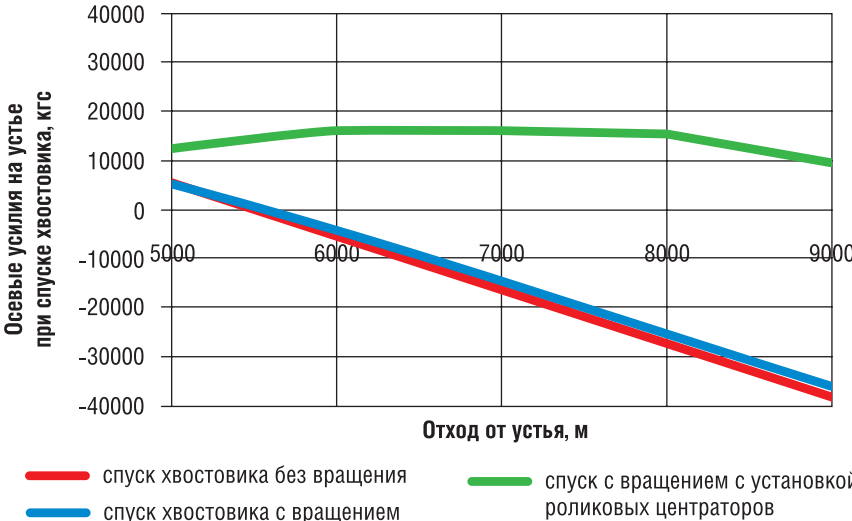


ТАБЛИЦА 3. Осевые усилия и способы спуска обсадных колонн

Отход от вертикали, м	Вес хвостовика и допускной колонны в воздухе, тс	Спуск без вращения	Спуск с вращением, скорость спуска 0,5 м/с, скорость вращения 10 об/мин.				
		Осевые усилия на устье при спуске, кгс	Осевые усилия на устье при спуске без роликовых центраторов, кгс	Крутящий момент на устье, кгс*м	Интервал установки роликовых центраторов, м	Осевые усилия на устье при спуске с установкой роликовых центраторов, кгс	Крутящий момент на устье, кгс*м
1	2	5	7	8	9		
5000	286,3	5206	5452	998	500–3000	12525	850
6000	320,6	-5713	-4105	1149	500–5000	15996	855
7000	355,5	-16139	-14350	1299	500–7000	15911	856
8000	386,9	-27241	-25270	1451	500–9000	15290	857
9000	426,2	-38298	-36144	1602	500–10000	9815	930

Выводы:

1. Способы спуска обсадных колонн в зависимости от величины отхода от вертикали:

Величина отхода от вертикали	Способ спуска колонны 245 мм
от 3000 м до 4000 м	Обычный способ спуска с использованием пружинных центраторов
от 4000 м до 5000 м	Обычный способ спуска. В интервале открытого ствола устанавливаются пружинные центраторы. В интервале обсаженной части ствола устанавливаются роликовые центраторы
от 5000 м до 8000 м	Способ спуска – «плавающая» колонна, спуск с вращением. Глубина установки устройства для спуска и цементирования «плавающей колонны» – низ обсаженной части ствола скважины. В интервале обсаженной части ствола устанавливаются роликовые центраторы

2. Способы спуска хвостовиков колонн в зависимости от величины отхода от вертикали:

Величина отхода от вертикали	Способ спуска хвостовика 168 мм
от 5000 м до 5500 м	Обычный способ спуска с использованием пружинных центраторов
от 5000 м до 9000 м	Спуск с вращением хвостовика и допускной буровой колонны. Допускная буровая колонна оборудуется расчётным количеством роликовых центраторов

3. Для спуска обсадных колонн с вращением буровая установка должна быть оборудована:
 - системой верхнего привода (СВП) – Top Drive;
 - системой обсадных колонн с вращением – Over Drive.
4. Рекомендуемая глубина установки устройства для спуска и цементирования «плавающей колонны» – низ обсаженной части ствола скважины (интервал башмака предыдущей колонны 340 мм).
5. Рекомендуемые интервалы установки центраторов: в открытой части ствола – пружинные центраторы, в обсаженной части ствола – роликовые центраторы.
6. Обязательная процедура при проектировании процессов спуска «плавающей» обсадной колонны – расчёт на смятие (на наружное избыточное давление) для момента окончания спуска «плавающей» обсадной колонны.

Применение разработок:

Приведённые в данной статье разработки были применены при бурении скважин с большими отходами от вертикали (Extended Reach Wells) на Юрхаровском НГКМ, что позволило успешно спускать обсадные колонны и хвостовики. В том числе в скважины: № 1 – отход 5840 м, № 3 – отход 7060 м, № 2 – отход 6155 м. ●

Литература

1. Drilling Technology. Overview // Journal of Petroleum Technology, February 2008. С. 44–48.
2. Туктаров Д.Х. Спуск обсадных колонн в скважины с большими отходами от вертикали. Проблемы и решения. / Д.Х. Туктаров, П.Н. Корчагин, А.Б. Охотников, Е.В. Глебов. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. № 6. – С. 42–44.).
3. Туктаров Д.Х. Как пробурить идеальную скважину по минимальной стоимости. / Д.Х. Туктаров, Е.В., Глебов П.Н. Корчагин, Д.Н. Корчагин, В.П. Краузе, А.Б. Охотников, А.С. Рекин, П.Н. Сидоренко // Бурение и нефть. – 2011. № 3. – С. 42–46.
4. Туктаров Д.Х. Спуск хвостовиков в скважины с большими отходами от вертикали. Проблемы и решения. / Д.Х. Туктаров // Инновационные технологии для нефтегазового комплекса. Сборник научных трудов посвящённый 45-летию кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин». Тюменский государственный нефтегазовый университет. Институт Нефти и Газа. Тюмень, 2010 год. С. 266–269.
5. Туктаров Д.Х. Исследование процессов спуска хвостовиков / Туктаров Д.Х., Оганов Г.С. / Труды ВНИИБТ. – 2011. № 3 (71). – С. 205–207.
6. Туктаров Д.Х. Исследование процессов спуска обсадных колонн / Труды ВНИИБТ. – 2011. № 3 (71). – С. 208–211.

KEY WORDS: oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.



RPEF 2016

2-й Форум России и стран СНГ по проектам и оборудованию

18 - 19 АПРЕЛЯ 2016 • ИНТЕРКОНТИНЕНТАЛЬ МОСКВА ТВЕРСКАЯ

Организатор

EPC

Euro Petroleum Consultants

20 years

SHARING KNOWLEDGE, SHAPING BUSINESS

Темы форума:

- Обзор основных проектов России и стран СНГ
- Реализация проектов: задачи и выбор стратегии
- Роль местных проектных институтов в реализации проектов
- Новейшие разработки в области оборудования
- Задачи, решаемые при строительстве объектов
- Анализ рисков и контроль над проектом
- Реализация программы импортозамещения



Russia & CIS BBTC 2016

11-я Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков

20 - 21 АПРЕЛЯ 2016 • ИНТЕРКОНТИНЕНТАЛЬ МОСКВА ТВЕРСКАЯ

Организатор

EPC

Euro Petroleum Consultants

20 years

SHARING KNOWLEDGE, SHAPING BUSINESS

Темы конференции:

- Обзор основных проектов переработки нефтяных остатков
- Технологии суспензионного гидрокрекинга
- Новейшие катализаторы
- Термические процессы
- Возможности RFCC
- Балансы серы, водорода и энергии
- Специализированное оборудование

СПОНСОРЫ:



КЛЮЧЕВЫЕ ДОКЛАДЧИКИ:



БЕСПЛАТНЫЙ СЕМИНАР
по технологиям компании AXENS • 19 апреля 2016



УЧЕТ РАСХОДА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ В ПРОЦЕССЕ НЕФТЕДОБЫЧИ

ЗАДАЧИ УЧЁТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ОБУСЛОВЛЕННЫ НЕОБХОДИМОСТЬЮ КОРРЕКТНОГО УЧЁТА КОНЕЧНОГО ПРОДУКТА – ТОВАРНОЙ НЕФТИ. НА ВСЕХ ЭТАПАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ ПРОИСХОДИТ СРАВНЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ ВЕЛИЧИН, КОТОРЫЕ В ИДЕАЛЬНОЙ СИТУАЦИИ, ПРИ ОТСУТСТВИИ ПОТЕРЬ, ПРОТЕЧЕК ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ И ПРОЧИХ ПРОБЛЕМ, ДОЛЖНЫ СОВПАДАТЬ. НО КАК ОБСТОЯТ ДЕЛА НА ПРАКТИКЕ?

TASKS OF THE OIL AND GAS ACCOUNTING ARE STIPULATED BY THE NECESSITY OF THE ACCURATE RECORDS OF THE FINISHED PRODUCT – COMMERCIAL OIL. AT ALL THE PRODUCTION STAGES THERE IS THE COMPARISON OF THE OBTAINED VALUES, WHICH UNDER IDEAL CONDITIONS IN CASE OF ABSENCE OF OIL OR BRINE LEAKAGES, OR OTHER PROBLEMS, MUST COINCIDE. HOWEVER, HOW IS IT IN THE REAL WORLD?

Ключевые слова: учет товарной нефти, расход пластовой воды, добыча нефти, вихревой расходомер ППД, расходомер ППД, расходомер высокого давления, система поддержания пластового давления, счетчик нефти.



Михаил Юрьевич Волков,
почетный метролог
Министерства
промышленности
и торговли РФ

Одной из задач учёта при добыче нефти на месторождении является измерение расхода воды, закачиваемой в пласт для поддержания давления, или, попросту говоря, пластовой воды. В части оперативного учёта добываемой нефти непосредственно на месторождении конечной целью измерения пластовой воды является получение величины объёма жидкости, закаченной в пласт для её последующего сравнения с дебитом нефти скважины. Эти два параметра являются первичными для анализа отдачи пласта и определения достоверности оперативного учёта нефти. Кроме того, учёт воды, закачиваемой в пласт, производится в целях определяемых и регулируемых экологическим законодательством РФ.

Проблемы в системах ППД на месторождениях обусловлены причинами эксплуатационного характера, но основная проблема – наличие растворённого и нерастворённого газа в воде, извлекаемой из артезианской скважины

Большинство проблем в системах ППД (поддержания пластового давления) на месторождениях обусловлены причинами, которые имеют эксплуатационный характер, в первую очередь, выход из строя и износ оборудования, но основной является проблема, по большей части, природного характера, наличие растворённого и

нерастворённого газа в воде, извлекаемой из артезианской скважины.

На смену многообразию счётчиков воды, работающих на различных методах измерения, в системах ППД последнее время начинает приходить предпочтение в использовании вихревых расходомеров. И это обусловлено, как субъективными, так и объективными причинами.

В числе субъективных причин – конкурентные преимущества отдельных производителей, которые способны решать до настоящего времени считавшиеся сложными задачи борьбы с вибрациями на трубопроводе; загрязнённости и загазованности пластовой воды; а также интеграции расходомеров в существующие SCADA-системы

месторождений в результате адекватировки электронного блока счётчика по длительности, частоте и цене импульса.

Основной объективной причиной формирования тенденции к замещению вихревыми расходомерами приборов, основанных на иных методах измерения, служит признание крупными нефтедобывающими



Вихревой расходомер поддержания пластового давления

компаниями России результатов исследований и эксплуатации вихревых преобразователей расхода в самых жёстких условиях функционирования систем поддержания пластового давления. В связи с чем, необходимо подчеркнуть, что высокими характеристиками устойчивости к кавитации и наличию загрязнений в воде могут похвастаться не все технические решения, основанные на вихревом методе измерения. Параметры снижения восприимчивости к фактору загазованности и наличию механических примесей являются следствием конкретного технического решения по съёму и последующей обработке сигнала. В этой связи, за достаточно короткий промежуток времени на рынке сформировался спрос на продукцию конкретной торговой марки, который с каждым годом увеличивается, подкрепляемый техническими новинками и усовершенствованиями производителя. Так в чём же секрет успеха производителей вихревых расходомеров для систем ППД?

В первую очередь, как уже говорилось выше, этому способствует сам метод измерения. Как показывает практический опыт и испытания, устойчивость вихревых расходомеров к нерастворённому газу вне зависимости от

размера пузырьков гораздо выше, чем у электромагнитных и ультразвуковых расходомеров.

Так ультразвуковые расходомеры демонстрируют метрологическую достоверность и стабильность при небольшом содержании растворённого и нерастворённого

Устойчивость вихревых расходомеров к нерастворённому газу выше, чем у электромагнитных и ультразвуковых расходомеров

газа в измеряемой рабочей среде, в то время как вихревые расходомеры – при значительно больших величинах, вплоть до двадцати процентов.

Причина лежит в том, что при использовании механического способа съёма сигнала – такой вариант реализован посредством использования крыла сенсора (пьезо-электрического датчика) такими производителями, как «ЭМИС», «Endress + Hauser», «Yokogawa» – процесс не зависит от разницы физических характеристик среды, в которой присутствует и жидкая, и газообразная фаза. Вместе с тем, при электромагнитном и ультразвуковом способе измерения зависят от физических характеристик среды, так как, соответственно, параметры прохождения электромагнитного импульса или ультразвукового

сигнала имеют непосредственную зависимость от физических свойств среды. В этой связи, следует подчеркнуть, что при механическом считывании вихреобразования, в частности, пьезоэлектрическим датчиком первоочередное значение имеют частота и сила воздействия на лопатку сенсора, что зависит только от давления и скорости потока, имеющих равное существенное значение в большинстве методов измерения. При этом зависимость от того, содержится ли в рабочей среде (жидкости) нерастворённый газ, у вихревых расходомеров мала, так как фактически рабочая среда воспринимается расходомером, как газожидкостная смесь, имеющая однородный характер: показания вихревого расходомера не зависят от плотности рабочей среды (в системах ППД).

Вторым фактором, определяющим устойчивость расходомера, основанного на вихревом методе измерения, является использование отдельными производителями, к сожалению, в большинстве своём зарубежными, цифровой обработки сигнала, позволяющей фильтровать

полезный сигнал от паразитных шумов, в том числе порождаемых эффектом «газирования».

Среди отечественных производителей лавры лидера в данном аспекте приборостроения принадлежат, компании «ЭМИС». Данный производитель в выпускаемом им цифровом электронном блоке реализовал возможность одновременного применения нескольких фильтров помех, которые и позволяют настраивать прибор таким образом, чтобы снижать зависимость показаний от внешних негативных факторов, связанных с особенностями отдельных производственных процессов, и гарантировать стабильность и достоверность метрологических характеристик.

В текущей версии электроники вихревых расходомеров торговой

марки «ЭМИС» заложена возможность одновременного использования четырёх фильтров. В рамках формирования общего представления о них коротко остановимся на каждом.

- **Прямой фильтр.** Преимущественно используется для подавления детерминированных помех, имеющих фиксированную частоту или диапазон частот. Возможно одновременное включение пяти фильтров на разную частоту.
- **Медианный фильтр.** Хорошо подходит для подавления и фильтрации случайных (стахостических) помех. Возможна регулировка фильтрации (3 уровней) в зависимости от частоты проявления паразитного сигнала.
- **Фильтр по минимальной амплитуде сигнала** позволяет установить отсечку, при которой расходомером не будут восприниматься сигналы с меньшей величиной амплитуды.
- **Фильтр по минимальной частоте вихреобразования** (фильтр минимального расхода) позволяет установить минимальную

границу диапазона расхода, за пределами которой сигнал, возникающий с меньшим значением частоты, электронный блок расходомера будет распознавать, как помеху, и игнорировать.

Возвращаясь непосредственно к преимуществам, определяемым именно самим методом измерения, менее существенным, но, тем не менее, значимым для вихревых расходомеров с описываемым конструктивным способом снятия информации о вихреобразовании (с помощью крыла (лопатки) сенсора) при

Стремясь снизить себестоимость добычи нефти, компании вынуждены закачивать воду из производящей скважины в нагнетающую без фильтрации, что ужесточает условия эксплуатации оборудования в системах ППД, и создаёт угрозу достоверности производимого учёта

использовании для решения задач по учёту пластовой воды с содержанием газа и примесей следует признать возможность их расположения как вертикально (стойка электронного блока расходомера располагается перпендикулярно линии горизонта), так и горизонтально (стойка электронного блока располагается параллельно линии горизонта). В случае горизонтального монтажа вихревого расходомера при отсутствии полного заполнения трубопровода крыло сенсора полностью погружено в

рабочую среду, что позволяет гарантировать полное и достоверное считывание сигнала (вихреобразования). Возможность горизонтального монтажа вихревого расходомера является нормативной, и предусмотрена большинством производителей в руководстве по эксплуатации.

Таким образом, совокупность перечисленных выше факторов, как применения вихревого метода измерения в общем, так и использования конкретных технических решений отдельных производителей, в частности, позволяет гарантировать

решение задач измерения воды в системах поддержания пластового давления с большей метрологической достоверностью, что имеет существенное значение в случае, если величину загазованности невозможно установить, или она значительно превышает десять процентов.

В текущей рыночной ситуации при отрицательном тренде цены на нефть в целях снижения себестоимости добычи «чёрного золота» всё больше и больше российских нефтедобывающих компаний принимают нежелательное, но вынужденное решение, о закачке воды из производящей скважины в нагнетающую без подготовки (фильтрации), что безусловно ужесточает условия эксплуатации оборудования в системах ППД, и создаёт угрозу достоверности производимого учёта в виде загазованности и загрязнённости измеряемой среды. В таком случае гарантировать относительную точность измерений возможно только, используя вихревые расходомеры учёта пластовой воды. ●

KEY WORDS: the stock-tank oil, formation water flow, oil production, ultrasonic flowmeter, vortex flowmeter PFA, PFA flowmeter, flow meter high pressure system, reservoir pressure maintenance, oil counter.

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я Международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2016



18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

«ТЕХЭКСПЕРТ»: СДЕЛАНО В РОССИИ

В УСЛОВИЯХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ КОМПАНИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ВСЕ ЧАЩЕ ПРИ ВЫБОРЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СМОТРЯТ НЕ ТОЛЬКО НА ЕГО ФУНКЦИОНАЛ, НО И НА «ГРАЖДАНСТВО» РАЗРАБОТЧИКА. В СВЯЗИ С ЧЕМ, НА НАШЕМ РЫНКЕ ПОЯВЛЯЕТСЯ ВСЕ БОЛЬШЕ КАЧЕСТВЕННОГО ПОЛНОСТЬЮ РОССИЙСКОГО ПО

IN TERMS OF IMPORT OF OIL AND GAS INDUSTRY INCREASINGLY WHEN CHOOSING SOFTWARE LOOK NOT ONLY ON ITS FUNCTIONALITY BUT ALSO ON THE "NATIONALITY" OF THE DEVELOPER. IN THIS CONNECTION, IN OUR MARKET THERE ARE MORE QUALITY COMPLETELY IN RUSSIAN

Ключевые слова: программное обеспечение, импортозамещение, нормативная документация.



Процесс замены зарубежных технологий отечественными аналогами, несмотря на некоторые трудности, идет довольно активно. Переход на российские продукты обусловлен не только взятым курсом на импортозамещение. Падение рубля в разы увеличило стоимость поставки и обслуживания импортного оборудования и программ, что в условиях кризиса ощущают даже успешные нефтегазовые компании. Кроме того, противостояние санкций и антисанкций может в любой момент обернуться запретом на сотрудничество с иностранными поставщиками. Чтобы избавиться от дополнительных рисков, многие предприятия разворачиваются в сторону российской IT-индустрии.

Госзаказчики уже «русифицированы»

Активному переходу на российские разработки поспособствовал и действующий в России с 1 января 2016 года официальный запрет на приобретение государственными и муниципальными заказчиками программного обеспечения, происходящего из иностранных государств, установленный постановлением Правительства РФ от 16 ноября 2015 года №1236.

Данный запрет направлен на поддержку российских производителей и является частью общей политики государства. Не исключено, что в будущем вслед за госучреждениями на обязательное использование отечественного ПО могут быть переведены предприятия и организации ведущих отраслей промышленности.

Неудивительно, что в нынешних условиях российскому программному обеспечению предъявляются повышенные требования. Многие отечественные разработки уже сейчас не только не уступают зарубежным, но и превосходят их, либо вовсе не имеют аналогов. В частности, разработчик программных продуктов компания «Кодекс» предлагает уникальную профессиональную справочную систему «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс».

Навигатор в мире стандартов

Система «Техэксперт» содержит крупнейшую подборку профильных нормативно-технических документов, регламентирующих различные вопросы осуществления деятельности нефтегазовых предприятий: ГОСТ, СП, СНиП, ВСН, ГН, РД, ПБ и т.д. Также здесь размещены нормативно-правовые акты, аналитические, справочные материалы, каталог международных и зарубежных стандартов от ведущих мировых разработчиков документации.

Богатое наполнение подкреплено понятным интерфейсом программы и дополнено полезными сервисами и услугами для удобной работы с документами. В системе «Техэксперт» любой документ можно найти за считанные секунды, что делает ее незаменимым навигатором в мире стандартов.

Сделано в России

Все входящие в состав системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» программы и базы данных полностью соответствуют утвержденным критериям отечественного ПО. На данный момент системы проходят соответствующую регистрацию для внесения в Реестр российского программного обеспечения Минкомсвязи России.

Одна из отличительных особенностей систем «Техэксперт» — возможность интеграции с другими

программами. Можно предположить, что в сфере конструкторских систем также последует постепенный отказ от иностранного ПО в пользу отечественных разработчиков. Системы «Техэксперт» готовы к такому развитию событий, уже сейчас они легко интегрируются с такими продуктами отечественных IT-компаний, как «КОМПАС-3D» или «Semantic».

Сила — в сотрудничестве

Сеть «Техэксперт» активно сотрудничает с органами власти и с крупнейшими нефтегазовыми предприятиями. В частности, система «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» создана при участии таких ведомств, как Ростехнадзор, Роснедра, Минприроды, Минрегионразвития и др. С ними заключены официальные договоры об информационном партнерстве, в рамках которых напрямую поставляются документы, принятые данными ведомствами или при их непосредственном участии.

Большой интерес для специалистов нефтегазовой отрасли представляет авторская документация от крупнейших разработчиков, таких как «СПКТБ Нефтегазмаш», «ВНИИСТ», СПКБ «Газпроект» и других, которые также являются официальными партнерами Информационной сети «Техэксперт».

Отдельно стоит выделить стандарты ПАО «Газпром». Ведь не секрет, что газовый гигант является ориентиром для многих компаний ТЭК, которые желают выстраивать рабочие процессы, опираясь на его документацию. Найти стандарты организации (СТО) и рекомендации ПАО «Газпром» можно также в системе «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс».

Международные и зарубежные стандарты

Нефтегазовые предприятия, сотрудничающие с иностранными партнерами, производящие и поставляющие продукцию на экспорт, или просто желающие использовать в работе опыт иностранных коллег, активно используют международные и зарубежные стандарты. Однако найти нужный документ в актуальном состоянии, да еще и с качественным переводом, очень непросто.

В системе «Техэксперт» в удобной форме представлена картотека международных и зарубежных стандартов для нефтегазовой отрасли. Это документы таких разработчиков, как ASTM (Американское общество по испытанию материалов), API (Американский институт нефти), ISO (Международная организация по стандартизации), DNV (ведущий технический консультант в нефтегазовой отрасли) и многих других.

«Техэксперт» предоставляет стандарты на языке оригинала, а также осуществляет их профессиональный перевод и адаптацию на русский язык. Все стандарты поставляются легитимно, с соблюдением авторских прав.

Кроме того, предприятия нефтегазовой отрасли могут воспользоваться эксклюзивной услугой — заказать разработку персонального стандарта организации на основе перевода иностранных документов. Такие СТО создаются в индивидуальном порядке, и поставляются полностью готовыми к внедрению в рабочий процесс предприятия.



Сервисы и услуги

Отличительной особенностью системы «Техэксперт: нефтегазовый комплекс» является наличие уникальных сервисов и услуг, которые значительно облегчают работу специалистов.

Например, благодаря сервису «Горячие документы» пользователи оперативно получают доступ к принятым и только что вступившим в силу нормативным документам. Это самый быстрый способ ознакомиться с содержанием «свежего» ГОСТа или норматива.

С помощью аналитического сервиса «Сравнение норм и стандартов» удобно находить различия между утратившим силу документом и документом, пришедшим ему на смену. Сервис наглядно отражает разницу между старыми и новыми ГОСТами, СП или СНиП. Пользователям не приходится тратить время на самостоятельный разбор стандартов, так как за них это делают эксперты-аналитики.

Сервис «Обзор изменений законодательства» предоставляет справочную информацию о новых нормативно-правовых актах в области нефтегазового комплекса, вступающих в силу в ближайшее время.

«Техэксперт» избавит руководителей, специалистов предприятий нефтегазовой отрасли от ошибки несвоевременного применения или неприменения требований, поможет подготовиться к любой проверке или сертификации, поможет избежать нежелательных штрафов и исков, сэкономить финансовые средства, оптимизировать бизнес-процессы на предприятии, сделать работу более эффективной.

Более подробно узнать о возможностях системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» можно на сайте www.cntd.ru.

KEY WORDS: software, import substitution, and regulatory documentation.

ТЕХЭКСПЕРТ®

Информационная сеть «Техэксперт»
8-800-555-90-25
CNTD.RU

McCoy Global: О компании



Иан Андерсон,
Генеральный директор
по международным продажам
и сервису в Восточном
полушарии
McCoy Global

Компания McCoy Global, торговые марки которой FARR™ и CLINCHER™ широко известны во всем мире, является ведущим производителем оборудования для свинчивания трубных соединений.

McCoy Global – мировой лидер на рынке производителей гидравлических ключей и удерживающих ключей для свинчивания любых видов труб: насосно-компрессорных, обсадных, бурильных и пр. Продуктовая линия ключей McCoy обеспечивает любые потребности в свинчивании резьбовых

соединений в диапазоне размеров от 42 до 790 мм и самый широкий выбор крутящего момента.

При добавлении устройства CHROMEMASTER™ к любому из гидравлических ключей McCoy ключ приобретает способность работать с хромсодержащими трубными изделиями, используя неповреждающие алюминиевые или обхватывающие вкладыши с зернистой поверхностью GRITFACE®.

Кроме того, компания предлагает полный спектр стационарных устройств навинчивания – с непрерывным как коротким, так и длинным ходом, а также устройств свинчивания-развинчивания непрерывного вращения для бурового инструмента, скважинного оборудования, муфт и трубных соединений в диапазоне размеров от 42 до 585 мм.

Система передачи данных, мониторинга и управления моментом WINCATT® обеспечивает возможность полной автоматизации процесса свинчивания. Она позволяет точно отслеживать и анализировать крутящий момент, повороты и скорость вращения в процессе свинчивания для определения оптимальной точки зацепления с запечником премиальных соединений, измеряя в реальном

времени отклонение момента и поворотов от значений, рекомендованных изготовителем резьбы. Для применения в потенциально взрывоопасной среде имеется система WINCATT® во взрывобезопасном исполнении, сертифицированная по ATEX.

Продукция McCoy Global разработана и изготовлена в соответствии с самыми высокими требованиями международных промышленных стандартов, что позволяет использовать ее в любом регионе мира и в любой среде.

Для обеспечения сервиса и поддержки на протяжении всего жизненного цикла оборудования McCoy Global предлагает полную линейку расходных материалов и запасных частей. Служба технической поддержки предоставляет клиентам McCoy обучение и обслуживание оборудования на местах.

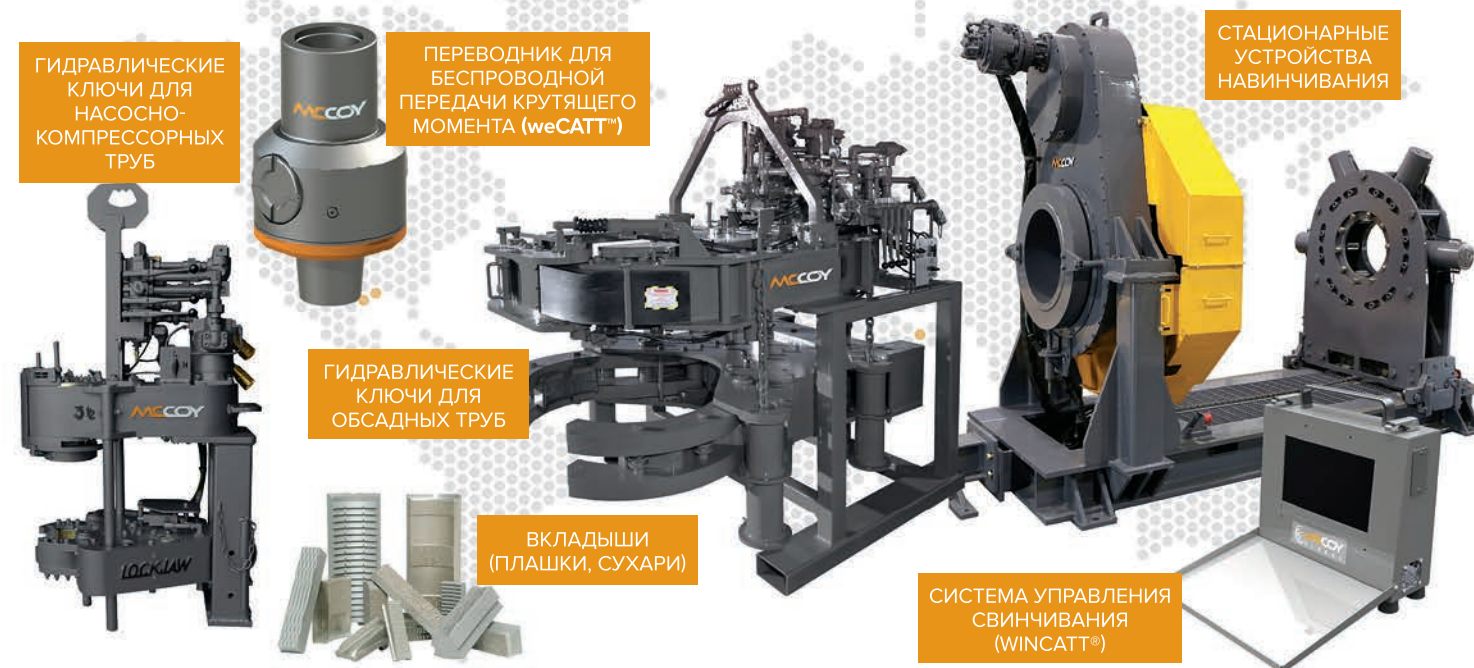
Центры продаж и послепродажного обслуживания McCoy Global находятся в городах Эдмонтон, пр. Альберта (Канада), Бруссард, шт. Луизиана и Хьюстон, шт. Техас (США), а также в городах Абердин, (Шотландия), Дубай (ОАЭ) и в Сингапуре.

Более подробную информацию можете получить на сайте www.mccoyglobal.com.

РЕКЛАМА

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ ТРУБНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, НА КОТОРОЕ МОЖНО ПОЛОЖИТЬСЯ

MCCOY GLOBAL ЯВЛЯЕТСЯ ВЕДУЩИМ МИРОВЫМ ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ оборудования для свинчивания трубных соединений в энергетической отрасли. Наши торговые марки FARR и CLINCHER широко известны во всем мире, и за многие годы мы убедительно доказали чрезвычайную надежность, эффективность и долговечность нашей продукции. Продуктовая линия ключей McCoy обеспечивает любые потребности в свинчивании резьбовых соединений в диапазоне размеров от 42 до 790 мм. Мы предлагаем целый спектр стационарных устройств навинчивания муфт, а также устройств свинчивания-развинчивания непрерывного вращения для бурового инструмента и скважинного оборудования. Наша компьютеризированная система WINCATT® контролирует и анализирует крутящий момент, повороты и скорость вращения в реальном режиме, что позволяет полностью автоматизировать процесс свинчивания и гарантировать герметизацию соединений.



Посетите наш сайт для получения дополнительной информации о том, как мы можем удовлетворить ваши потребности.
WWW.MCCOYGLOBAL.COM

БИОХИМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ № 1 В ГЕОЭКОЛОГИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА



Р.В. Галиулин,
доктор географических наук,
ведущий научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН,
Московская область,
г. Пущино



Р.А. Галиулина,
научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН,
Московская область,
г. Пущино



В.Н. Башкин,
доктор биологических наук,
главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Московская область,
пос. Развилка

РАССМАТРИВАЕТСЯ СПОСОБ БИОХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ОЧИСТКИ ПОЧВЫ УЧАСТКА, ЗАГРЯЗНЕННОГО ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ ИЛИ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ЕГО ШЛАМА ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА АКТИВНОСТИ ФЕРМЕНТА КАТАЛАЗЫ. В ДАННОМ СПОСОБЕ ОТБИРАЮТ НЕСКОЛЬКО ПРОБ: ПОЧВЫ ФОНОВОГО (НЕЗАГРЯЗНЕННОГО) УЧАСТКА, БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА, ПОЧВЫ УЧАСТКА, ЗАГРЯЗНЕННОГО ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ ИЛИ ЕГО ШЛАМА, ПОЧВЫ УЧАСТКА, ЗАГРЯЗНЕННОГО ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ, НО С ДОБАВЛЕНИЕМ БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА ИЛИ ЕГО ШЛАМА, ТАКЖЕ С ДОБАВЛЕНИЕМ БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА И ОПРЕДЕЛЯЮТ АКТИВНОСТЬ КАТАЛАЗЫ ДАННЫХ ПРОБ ГАЗОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ. ПРИ ЭТОМ О НАЧАЛЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ИЛИ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ПРОБ БИОЛОГИЧЕСКИМ СРЕДСТВОМ СУДЯТ ПО ПОВЫШЕНИЮ АКТИВНОСТИ КАТАЛАЗЫ ПРОБ ОТНОСИТЕЛЬНО АКТИВНОСТИ ФЕРМЕНТА ПРОБ БЕЗ ДОБАВЛЕНИЯ БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА, А ОБ ОКОНЧАНИИ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ИЛИ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ПРОБ СУДЯТ ПО ВЫРАВНИВАНИЮ АКТИВНОСТИ КАТАЛАЗЫ ПРОБ С АКТИВНОСТЬЮ ФЕРМЕНТА ПРОБ ПОЧВЫ ФОНОВОГО УЧАСТКА ИЛИ САМОГО БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА

THIS PAPER PROVIDES THE RESEARCH OF APPLICABILITY OF THE CATALASE ACTIVITY ANALYSIS FOR BIOCHEMICAL MONITORING OF REMEDIATION OF THE SITES CONTAMINATED WITH GAS-CONDENSATE OR CUTTINGS NEUTRALIZATION. THIS METHOD IMPLIES MAKING SEVERAL SAMPLES: SOIL OF THE BASELINE (UNCONTAMINATED) SITE, BIOLOGICAL AGENT; SOIL OF THE SITE CONTAMINATED WITH GAS-CONDENSATE OR ITS CUTTINGS; SOIL OF THE SITE CONTAMINATED WITH GAS-CONDENSATE WITH ADDITION OF THE BIOLOGICAL AGENT, OR ITS CUTTING, ALSO WITH ADDITION OF THE BIOLOGICAL AGENT. THE NEXT STEP IS DETERMINATION OF THE SAMPLES CATALASE ACTIVITY LEVEL USING THE GASOMETRIC METHOD. THEREBY THE GROWTH OF THE SAMPLES CATALASE ACTIVITY RELATIVE TO THE FERMENT ACTIVITY WITHOUT ADDITION OF THE BIOLOGICAL AGENT INDICATES COMMENCEMENT OF THE SAMPLES REMEDIATION OR NEUTRALIZATION USING THE BIOLOGICAL AGENT; AND BALANCING OF THE SAMPLES CATALASE ACTIVITY WITH THAT OF THE BASELINE SITE SOIL SAMPLES OR THE SAMPLES OF THE BIOLOGICAL AGENT IMPLIES THE END OF THE REMEDIATION PROCESS

Ключевые слова: почва, газовый конденсат, шлам газового конденсата, биологическое средство, очистка, нейтрализация, биохимический контроль, активность фермента каталазы.

Геоэкология газового конденсата, как частное научное направление геоэкологии углеводородов, изучает особенности загрязнения данным веществом окружающей среды и риск его негативного воздействия на человека, а также разрабатывает практические задачи в виде профилактических и ремедиационных мер по снижению данного риска.

Как известно, газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов (пентан + высшие гомологи), выделяющаяся из

природных газов при эксплуатации газоконденсатной залежи в результате снижения пластовых давлений (ниже давления начала конденсации) и температуры [1]. Данное вещество состоит из бензиновых (интервал кипения от 30–80 до 200°C) и керосиновых компонентов (200–300°C) и, в меньшей степени, более высоко кипящих компонентов, а также характеризуется содержанием серы – чаще всего в сотых долях процента. Различают нестабильный газовый конденсат, то есть

первичный продукт, выделяющийся из газа газоконденсатной залежи в промысловых условиях и стабильный конденсат, из которого удалены растворенные газы (метано-бутановая фракция). Газовый конденсат является ценным природным сырьем для получения ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов), олефинов и других мономеров с последующей их переработкой в пластические массы, синтетические каучуки, волокна и смолы, а также для производства автомобильного бензина, реактивного, дизельного и котельного топлива.

В газовой промышленности, как и в любой другой техногенной сфере не исключены аварии, количество которых нельзя планировать, а избежать их на 100% практически невозможно. Аварии проявляются в виде разливов газового конденсата, сопровождаемых в ряде случаев пожарами, и происходящих, например, на стадии проведения геологоразведочных работ, этапе разработки газоконденсатных месторождений, а также при доставке потребителю наливным транспортом или с помощью конденсатопроводов [2]. При авариях поступают большие массы газового конденсата, значительно превышающие его предельно допустимую концентрацию в окружающей среде и загрязнение последней может продолжаться до восстановления нормального технологического процесса или ликвидации аварии [3].

За последние 10 лет в различных регионах нашей страны был зафиксирован ряд случаев аварийных разливов газового конденсата в окружающую среду. Так, по данным [3], в Оренбургской области в результате несанкционированной (криминальной) врезки в магистральный конденсатопровод произошел разлив около 145 м³ газового конденсата с загрязнением почвы на площади 4,5 га. По информации Росгидромета порыв конденсатопровода от скважины привел к загрязнению атмосферного воздуха сероводородом в некоторых районах г. Оренбурга [4]. В Республике Коми вследствие разгерметизации конденсатопровода на территории газоперерабатывающего завода на рельеф местности вылилось около 25 м³ конденсата [5]. В Оренбургской области разгерметизация нитки конденсатопровода привела к утечке газового конденсата на подстилающую поверхность и загрязнению углеводородами воздушной среды ближайших к аварийному участку населенных пунктов [6]. В том же регионе в результате несанкционированной врезки в конденсатопровод произошла утечка газового конденсата, что привела к загрязнению воздуха сероводородом [7]. Очередная утечка газового конденсата из конденсатопровода стала причиной

обнаружения сероводорода и углеводородов в воздухе в некоторых районах г. Оренбурга [8]. В Кировской области в результате схода с рельсов железнодорожных цистерн с газовым конденсатом произошел его разлив и возгорание [9].

Загрязнение, в частности, почвы газовым конденсатом не только надолго выводит ее из сельскохозяйственного оборота, но и создает опасность загрязнения поверхностных и подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевых целей. Особенно серьезная экологическая ситуация складывается, когда производственные объекты газовой промышленности расположены в густонаселенных районах. Аварийное загрязнение почвы газовым конденсатом оказывает негативное воздействие на человека за счет улетучивания с ее поверхности растворенных в газовом конденсате газов. При этом острая интоксикация некоторыми газовыми составляющими газового конденсата приводит к летальному исходу, вследствие сердечных нарушений и отека легких [2]. В этой связи в качестве профилактических мер должно быть оперативное проведение эвакуации населения при аварийном разливе газового конденсата в связи с угрозой интоксикации или пожара, а также осуществление систематического контроля экологической ситуации в местах расположения производственных объектов газовой промышленности путем анализа содержания газового конденсата в окружающей среде и сопоставления с его предельно допустимой концентрацией [3].

Что касается ремедиационных мер, то к их числу можно отнести очистку почвы от газового конденсата или нейтрализацию его шлама, поступающего с линейной части магистральных газопроводов и из сосудов высокого давления компрессорных станций при их продувках и накапливаемого в амбарах. Между тем, накопление шлама газового конденсата в амбарах представляет риск, в связи с его улетучиванием и загрязнением атмосферного воздуха, а также с опасностью интоксикации или возникновения пожара.

Как показали наши исследования очистка почвы от газового конденсата или нейтрализация

УДК 502.7-547.91

его шлама эффективно производится с помощью такого биологического средства как биокомпоста «Пикса», получаемого путем ферментации торфо-навозной смеси и обогащения углеводородокисляющими микроорганизмами в количестве 10⁶ клеток/г и питательными веществами [10]. Вышеуказанное количество микроорганизмов в биокомпосте считается достаточным для самовоспроизводства их популяции, как одного из важных условий эффективной очистки почвы, загрязненной газовым конденсатом и нейтрализации его шлама, происходящей путем микробиологического разложения углеводородов данного вещества [11].

Эффективность очистки почвы от газового конденсата или нейтрализации его шлама оценивается посредством биохимического контроля № 1, включающего анализ активности фермента каталазы, и составляющего основу способа, защищенного патентом Российской Федерации [12]. Факт процесса очистки почвы от газового конденсата или нейтрализации его шлама под действием биокомпоста доказывается повышением активности фермента, как продуцента углеводородокисляющих микроорганизмов (бактерий, дрожжей и грибов) [11]. При этом механизм микробиологического разложения углеводородов заключается в поглощении данных веществ посредством гидрофобизации клеточной стенки микроорганизма, реализуемой через биосинтез специфических соединений – липофильных глико-, пептидо- и пептидогликолипидов. При прямом контакте, например, бактерий с пленкой углеводородов, последние проникают в клетку путем пассивной диффузии, постепенно пропитывая клеточную стенку, и достигают местоположения ферментов на мембранах. Наряду с молекулярно-диффузным прохождением углеводородов, через поверхность всей клеточной стенки, их поступление возможно через особые ультрамикроскопические поры. Такие каналы, заполненные электроноплотным (гранулярным) веществом, были впервые обнаружены у дрожжей.

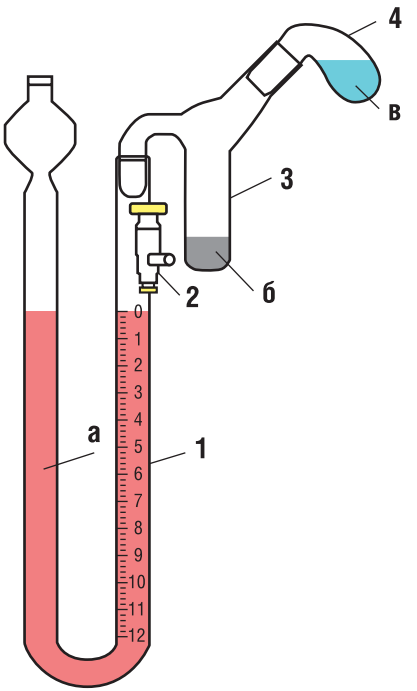
Использование активности каталазы для оценки эффективности очистки почвы участка от газового конденсата или нейтрализации его шлама было не случайным, так как этот фермент принимает непосредственное участие в разложении углеводородов газового конденсата. Каталаза ускоряет окисление углеводородов пероксидом водорода, разрушая последний до необходимого для этой реакции кислорода. Участие пероксида водорода в данной биохимической реакции связано с его образованием в процессе дыхания микроорганизмов и в результате окисления углеводородов. Так, исследованиями [13] было установлено, что у дрожжей, выращенных на углеводородах, существует прямая связь между увеличением количества пероксисом (микротела в цитоплазме клетки) и повышением активности каталазы, в которых этот фермент локализован.

Способ биохимического контроля очистки почвы участка, загрязненного газовым конденсатом и нейтрализации его шлама посредством анализа активности фермента каталазы

Способ биохимического контроля очистки почвы участка, загрязненного газовым конденсатом и нейтрализации его шлама осуществляют следующим образом: после внесения биологического средства в почву загрязненную газовым конденсатом или в его шлам, отбирают в динамике (через каждые 10 суток) пробы различных вариантов (в 6-ти кратной повторности), а именно: почвы из фонового (незагрязненного) участка, биологического средства, почвы из участка, загрязненного газовым конденсатом или его шлама, почвы из участка, загрязненного газовым конденсатом, но с добавлением биологического средства или шлама газового конденсата, также с добавлением биологического средства.

Затем в этих пробах, приведенных в воздушно-сухое состояние, определяют активность фермента каталазы газометрическим методом, то есть с помощью прибора, состоящего из газометра (1), устроенного по принципу сосуда

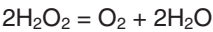
РИС. 1. Прибор для анализа активности фермента каталазы проб при очистке почвы участка, загрязненного газовым конденсатом и нейтрализации его шлама в амбаре



1 – газометр; 2 – краник; 3 – каталазник; 4 – колленчатый сосуд; а – подкрашенная вода; б – смесь пробы и карбоната кальция; в – раствор пероксида водорода

Варбурга, краника (2), каталазника (3) и колленчатого сосуда (4) [14] (рис. 1).

С целью анализа активности каталазы, 1 г пробы, отдельно из каждого вышеназванного варианта и 0,1 г тонко измельченного карбоната кальция последовательно помещают в каталазник и смесь (б) перемешивают встряхиванием, а в колленчатый сосуд приливают 5 мл 3%-го раствора пероксида водорода (в). Далее газометр герметизируют, используя вакуумную смазку, посредством соединения колленчатого сосуда с каталазником и закрытием краника. Затем поворотом колленчатого сосуда на 180° его содержимое сливают в каталазник. Начинается биохимическая реакция с выделением кислорода, количество которого фиксируют по снижению уровня столбика с подкрашенной водой (а) в правой части газометра, секундомером в течение 1 мин и выражают в единицах мл O₂/(мин•г):



При этом о начале процесса очистки почвы участка, загрязненного газовым конденсатом или

ТАБЛИЦА 1. Активность фермента каталазы почвы участка, загрязненного газовым конденсатом, при внесении различных доз биокомпоста для очистки

Дозы	Активность, мл O ₂ /(мин • г)
Контроль, 0 кг/м ²	1,4
Биокомпост, 4 кг/м ²	2,7
Биокомпост, 8 кг/м ²	3,4
Биокомпост, 12 кг/м ²	3,5
Биокомпост, 16 кг/м ²	3,9

ТАБЛИЦА 2. Активность фермента каталазы смеси биокомпоста со шламом газового конденсата в различных соотношениях, для его нейтрализации в амбаре

Соотношение биокомпост : шлам газового конденсата	Активность, мл O ₂ /(мин • г)
1:1	3,3
2:1	5,3
4:1	5,6

нейтрализации его шлама судят по повышению активности каталазы проб с добавлением биологического средства относительно активности фермента проб без добавления биологического средства. Об окончании процесса очистки или нейтрализации судят по выравниванию активности каталазы проб с добавлением биологического средства с активностью фермента проб почвы фонового участка или самого биологического средства.

Так, при внесении биологического средства в виде биокомпоста «Пикса» в почву участка, загрязненного газовым конденсатом (1,8–5,4 г/кг) из продувочной свечи на территории дожимной компрессорной станции (Ставропольский край), активность каталазы за 40 суток возрастала в 1,9–2,8 раза по сравнению с вариантом без внесения этого биокомпоста (табл. 1). Как видно, с возрастанием дозы биокомпоста эффект очистки почвы от углеводородов газового конденсата повышается. Однако оптимальной дозой биокомпоста можно считать 8 кг/м², так как дальнейшее ее повышение не приводит к столь резкому возрастанию эффекта очистки (в 2,4 раза) как в этом случае.

Что касается нейтрализации шлама газового конденсата, поступающего с линейной части магистральных газопроводов и из сосудов высокого давления

дожимной компрессорной станции при их продувках, в том же регионе, то она производилась в месте накопления вещества (в амбаре), также с помощью биокомпоста «Пикса». Было установлено, что активность каталазы после 40 суток инкубирования повышалась с возрастанием соотношения биокомпост : шлам газового конденсата (табл. 2). В качестве оптимального соотношения этих компонентов можно принять 2:1, так как дальнейшее его повышение не приводило к столь резкому возрастанию эффекта нейтрализации (в 1,6 раз) как в этом случае.

Заключение

Таким образом, способ биохимического контроля очистки почвы участка, загрязненного газовым конденсатом или нейтрализации его шлама заключается в анализе активности фермента каталазы, непосредственно участвующего в разложении углеводородов газового конденсата. При этом повышение активности каталазы почвы участка, загрязненного газовым конденсатом или его шлама под действием биологического средства, относительно вариантов без добавления биологического средства, будет свидетельствовать о микробиологическом характере разложения углеводородов газового конденсата. ●

Литература

1. Российская газовая энциклопедия. М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. 527 с.
2. Андреев О.П., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Арабский А.К., Маклюк О.В. Решение проблемы геоэкологических рисков в газовой промышленности. Обзорная информация. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 78 с.
3. Гендель Г.Л., Клейменова И.Е., Донецкова А.А., Беликова Н.Г., Ивановская И.Б. Особенности проведения работ по очистке земель, нарушенных и загрязненных в результате аварии на конденсатопроводе // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2006. № 6. С. 66–69.
4. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в июне 2007 г. // Метеорология и гидрология. 2007. № 9. С. 100–105.
5. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в июне 2008 г. // Метеорология и гидрология. 2008. № 9. С. 102–106.
6. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в феврале 2010 г. // Метеорология и гидрология. 2010. № 5. С. 100–107.
7. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в сентябре 2010 г. // Метеорология и гидрология. 2010. № 12. С. 98–103.
8. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в январе 2013 г. // Метеорология и гидрология. 2013. № 4. С. 111–116.
9. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в феврале 2014 г. // Метеорология и гидрология. 2014. № 5. С. 102–107.
10. Семенов А.Ю. Применение суперкомпоста ПИКСА для реабилитации городских почв. Методические рекомендации. М.: ВНИИА. 2006. 32 с.
11. Коронелли Т.В. Принципы и методы интенсификации биологического разрушения углеводородов в окружающей среде (обзор) // Прикладная биохимия и микробиология. 1996. Том 32. № 6. С. 579–585.
12. Башкин В.Н., Бухгалтер З.Б., Галиулин Р.В., Коняев С.В., Калинина И.Е., Галиулина Р.А. Патент на изобретение № 2387995. Российская Федерация. Способ контроля очистки почв, загрязненных углеводородами, и нейтрализации углеводородных шламов посредством анализа активности каталазы // Бюллетень. Изобретения. Полезные модели. 2010. № 12 (IV ч.). С. 938.
13. Teranishi Y., Kawamoto S., Tanaka A., Osumi M., Fukui S. Induction of catalase activity by hydrocarbons in Candida tropicalis pK 233 // Agricultural and Biological Chemistry. 1974. V. 38. № 6. pp. 1221–1225.
14. Хазиев Ф.Х. Ферментативная активность почв. Методическое пособие. М.: Наука, 1976. 180 с.

KEY WORDS: soil, gas condensate, slime of gas condensate, biological means, cleaning, neutralization, biochemical control, catalase enzyme activity.

АЛЬЯНСЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Значение проекта Северного союза для военной политики Швеции

СЕГОДНЯ ВНИМАНИЕ К СТРАНАМ СЕВЕРНОЙ ЕВРОПЫ СО СТОРОНЫ ИГРОКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА ОСОБЕННО ВЫСОКО. В УСЛОВИЯХ, КОГДА МЕЧТЫ О ГАЗОПРОВОДЕ ЮЖНЫЙ И ТУРЕЦКИЙ ПОТОК КАНУЛИ В ЛЕТУ, А К ВЕТХОЙ УКРАИНСКОЙ ГТС «ГАЗПРОМ» НЕ ПУСКАЮТ, ЗА ГАЗОПРОВОД СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2 БУДУТ БОРОТЬСЯ, ПРИБЕГАЯ КО ВСЕМ ВОЗМОЖНЫМ ПРИЕМАМ, ВКЛЮЧАЯ ЗАПРЕЩЕННЫЕ И РЕТРОСПЕКТИВНЫЕ. В НЕДАВНЕМ ДОКЛАДЕ ГЕНСЕКА НАТО Й. СТОЛТЕНБЕРГА ПОВЕДАЛО О ТОМ, ЧТО В СВОЕ ВРЕМЯ СССР ГОТОВИЛ ЯДЕРНЫЙ УДАР ПО ШВЕЦИИ, А В 2013 Г. УЖЕ РОССИЙСКАЯ АРМИЯ ПРОВЕЛА УЧЕНИЯ, ИМИТИРОВАВШИЕ НАНЕСЕНИЕ ЯДЕРНОГО УДАРА ПО ШВЕЦИИ И НА ПРОТЯЖЕНИИ ПОСЛЕДНИХ 3-Х ЛЕТ ПРОДОЛЖАЕТ ОТРАБАТЫВАТЬ ЭТОТ НАВЫК. ДО 90-Х ГГ. ШВЕЦИЯ И ФИНЛЯНДИЯ, ЯВЛЯЛИСЬ СОСТАВНОЙ ЧАСТЬЮ МЕЖДУНАРОДНОГО ПОЛИТИЧЕСКОГО СУБРЕГИОНА «СЕВЕРНЫЙ БАЛАНС». КАК СЕГОДНЯ НАХОДЯТ БАЛАНС ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ВОЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ?

NOWADAYS A SIGNIFICANT ATTENTION IS PAID TO THE COUNTRIES OF THE NORTHERN EUROPE BY THE OIL AND GAS MARKET PLAYERS. WHEN THE DREAMS ABOUT THE SOUTHERN AND TURKISH PIPELINES ARE LONG GONE AND THE ACCESS TO OLD UKRAINIAN GTN "GAZPROM" IS PROHIBITED, THE STRUGGLE FOR THE NORTHERN STREAM-2 WILL ARISE RESORTING TO ALL POSSIBLE TECHNIQUES INCLUDING SOME FORBIDDEN HISTORIC TRICKS. A RECENT REPORT BY NATO SECRETARY GENERAL J. STOLTENBERG REVEALED THAT IN OLDEN TIMES THE USSR WAS PREPARING A NUCLEAR STRIKE AGAINST SWEDEN, IN 2013 YET THE RUSSIAN ARMY CONDUCTED EXERCISES SIMULATING NUCLEAR STRIKES AGAINST SWEDEN AND RUSSIA HAS BEEN HONING THIS SKILL FOR THE PAST 3 YEARS. TILL THE NINETIES SWEDEN AND FINLAND FORMED A PART OF THE INTERNATIONAL POLITICAL SUBREGION "NORTHERN BALANCE". IS THE BALANCE FOUND TODAY IN ENERGETIC AND MILITARY SECURITY?

Ключевые слова: энергетическая безопасность, Швеция, военная/оборонная политика, НАТО, «Северный баланс», нейтралитет, политика неприсоединения.

**Кацитадзе Георгий
Омарович,
ДА МИД России
Аспирант**

Анализ внешнеполитического курса Швеции в контексте ее военной политики с начала 1990 гг. до настоящего времени показал, что вплоть до 1990-х гг. Швеция, как и Финляндия, являлись составной частью международного политического субрегиона, получившего название «Северный

баланс». Характерно, что все элементы этой системы выполняли собственные функции и имели свою специфику. Так, членство в НАТО других скандинавских стран, таких, как Дания, Норвегия и Исландия было ограничено обязательством со стороны датского и норвежского правительств о размещении

на их территории, во-первых, иностранных войск и ядерного вооружения в мирное время, и, во-вторых, что является крайне важным, изменения собственных вооруженных сил. В систему «Северного баланса» входил и нейтралитет Финляндии в сочетании с ее активным внешнеполитическим курсом, базировавшимся вплоть до 1990-х гг. на партнерских отношениях с СССР на основе советско-финляндского Договора о дружбе, сотрудничестве и взаимной помощи от 1948 г. Однако после окончания «холодной войны» с учетом формирования нового миропорядка многие процессы, происшедшие как во всем мире, так и в самой Европе, отразились и на системе «Северного баланса». При этом, нельзя не отметить, что политика безопасности как самой Швеции, так и соседней Финляндии претерпела наиболее значительные изменения.

В этом контексте особо следует отметить тот факт, что статус нейтралитета Швеции имеет свою специфику. Так, Положение о нейтралитете Швеции не зафиксировано ни в конституционных актах страны, ни в международных договорах.

В этой связи следует отметить, что с начала XIX века существовал так называемый «фактический нейтралитет», сложившийся после наполеоновских войн, основанный, прежде всего, на доверии стран-соседей. Пересмотр же основных принципов политики безопасности начался с приходом к власти в Швеции в августе 1991 г. правоцентристской коалиции во главе с К. Бильдтом. Тогда и встал вопрос о целесообразности дальнейшей политики нейтралитета. Этому способствовало, прежде всего, то обстоятельство, что основные парламентские партии в этой стране пришли к компромиссу, заключавшемуся в неприсоединении страны к каким-либо военным альянсам и блокам для того, чтобы сохранить возможность нейтралитета во время войны, что могло обеспечить Стокгольму большую свободу для действий как на международной арене, так и на внутривнутриполитическом поле. Эксперты прогнозировали, что изменения в политике безопасности Швеции после ее вступления в ЕС в 1995 г. повлечет за собой неминуемое членство этой страны в НАТО, однако этого до сих пор не произошло.

После окончания Второй мировой войны в Швеция характеризовалась периодом так называемого «неполного участия» или «частичной вовлеченности». Именно такое положение дел способствовало получению ею определенных выгод от собственного нейтрального статуса при параллельном неофициальном сотрудничестве с США и НАТО, базировавшемся на широкомасштабном экспорте вооружений. Тот факт, что нейтралитет Швеции не был закреплён ни в одном из существующих законодательных актов страны, предоставлял ей возможность свободно трактовать данное положение и одновременно с этим извлекать некоторые дивиденды. При этом Финляндия рассматривалась Швецией в качестве своеобразного буфера, позволяющего обезопасить Стокгольм от возможных провокаций со стороны СССР, что способствовало заключению нового договора между Финляндией и ее восточным соседом, в котором были пересмотрены основные принципы политики безопасности. Таким образом, Швеция могла не торопиться со сменой своего военно-политического курса. Начиная с 1992 г., правительство этой страны постоянно подчеркивало, что принцип военного неприсоединения и сохранение нейтралитета в случае войны в регионе, должен оставаться неизменным. В то же время, по мнению многих аналитиков, дискуссии о политике безопасности Швеции накануне проведения референдума о вступлении в ЕС сознательно приглушались правящей элитой для того, чтобы не допустить волнений электората и негативных результатов голосования. Более того, правящая на тот момент партия социал-демократов взяла на себя обязательство не рассматривать членство Швеции в ЕС как подготовку для вступления в НАТО. Однако, с начала 1990-х гг. в политике безопасности шведских социал-демократов наметился явный отход от активных оборонительных позиций в сторону наднациональных структур, направленных на создание совместной безопасности. Об этом, прежде всего, свидетельствует то обстоятельство, что под давлением критики правых партий социал-демократами были внесены изменения в традиционную формулировку шведской политики

в сфере безопасности: если ранее речь шла о нейтралитете и неприсоединении к военным блокам и альянсам, то в феврале 2002 г. социал-демократическое правительство совместно с оппозицией выработало новое положение. В нем, в частности, не было прямого упоминания о необходимости сохранять нейтралитет, а также был сделан акцент на более широкой трактовке военного неприсоединения этой страны с целью достижения «возможности для коллективных действий» с другими странами в борьбе с новыми угрозами и вызовами безопасности. Несмотря на то, что в новом положении НАТО не упоминалось прямо, многие эксперты сразу увидели в этом шаге подготовку Швеции к более тесному партнерству с Североатлантическим альянсом. Тем не менее, в настоящее время о вступлении этой страны в НАТО говорить не приходится. Это может определяться, прежде всего тем обстоятельством, что Швеция, в своей политике безопасности уже была вынуждена считаться с положениями, содержащимися в ОВПБ/ОЕПБО (Общеввропейская политика в области безопасности и обороны) и закрепленными в договорной базе Евросоюза.

Так, конституционный договор 2004 г. включает ряд важных положений, относящихся к сфере ОЕПБО. В частности, текст Договора содержит два формата кооперации стран-участниц ОЕПБО – к традиционной трактовке «усиленной кооперации» добавилось так называемое «структурированное сотрудничество». Согласно этому, страны-члены берут на себя обязательства по мобилизации ресурсов с целью противодействия террористическим угрозам, а также для оказания помощи члену ЕС, который подвергся атаке. Однако при более тщательном изучении этого положения обнаруживается, что коллективная оборона рассматривается странами ЕС как прерогатива НАТО. В свою очередь, еще при разработке Конституционного договора с ЕС Швеция добила учета своей позиции по военному неприсоединению.

Более того, вышеуказанный Лиссабонский договор следует рассматривать с позиций его интерпретации в самой Швеции. В этой связи также следует отметить,

что негативные последствия мирового финансового кризиса 2008 г. резко повлияли как на процесс политической консолидации ЕС, так и на политику ОВПБ/ОЕПБО в целом.

Таким образом, два ключевых военно-политических принципов Швеции – отказ от нейтралитета и «Декларация о солидарности» – стали наиболее значимыми вехами в современной политике безопасности этой страны. Причем в «Декларации о солидарности» не содержится разграничения между Северными странами, входящими в ЕС (Финляндия и Швеция), членами НАТО (Норвегия и Исландия) и Данией, являющейся членом обеих организаций. Согласно этой же Декларации, Швеция также не может препятствовать использованию своей территории силами ЕС или НАТО. Более того, она должна быть готова предоставить собственные военно-морские и воздушные базы Альянсу.

Таким образом, в настоящее время Швеция активно развивает свое сотрудничество с НАТО, связанное, прежде всего, с вопросами коллективной безопасности в регионе, что способствует ее сближению с США. Между тем представляется, что шведское общество все еще не поддерживает идею вступления своей страны в НАТО. Это объясняется, как нежеланием Стокгольма обострять отношения с Москвой, так и его неприятием постоянно растущего оборонного бюджета страны.

В этом же контексте необходимо также отметить, что в рамках ЕС Швеция уже участвует в так называемой группе сил быстрого реагирования в рамках уже активно функционирующего Северного контингента, и обоснованно считает, что содержать еще один контингент в НАТО для нее будет крайне проблематично. Тем не менее, число сторонников вступления Швеции в НАТО продолжает расти. Немаловажным фактором в этой ситуации стал конфликт в Украине, интерпретируемый западным сообществом как «российская агрессия». Так, 18 сентября 2013 г. согласно опроса, проведенного исследовательской организацией TNS Sifo-ведущий Шведский центр по изучению общественного мнения в этой стране, число сторонников, поддерживающих вступление Швеции в НАТО за четыре месяца

выросло на 10%, в результате чего общественное мнение в этой стране разделилось ровно пополам.

Если сравнить данные опроса, проведенные этой же организацией в 2012 г., то тогда идею присоединения к альянсу поддерживали только 17%, а к концу 2013 г. уже 29%. Показательно,



что к 2015 г. эти показатели снова снизились – в настоящий момент в Швеции около 70% населения выступают против ее членства в военном блоке. Тем не менее, на саммите НАТО, состоявшемся в Уэльсе в сентябре 2014 г., как Швеция, так и Финляндия подписали соглашение, согласно которому силам быстрого реагирования НАТО будет обеспечен доступ на шведскую и финскую территорию. В то же время именно идея создания военно-стратегического союза Швеции с Финляндией как альтернатива НАТО может принести социал-демократам определенные дивиденды, поскольку шведское общество выступает против вступления страны в Североатлантический Альянс, о чем явно свидетельствуют результаты проведенных в этой стране опросов общественного мнения. Если социал-демократам удастся раскатать в своей политической риторике те вопросы, которыми они могут реально маневрировать, то они, с большой вероятностью, смогут сохранять если не свой политический статус, то хотя бы имидж партии, необходимый им для проведения успешных выборов в будущем. Однако определенный скепсис вызывает то обстоятельство, что действующее правительство Швеции в последнее время упорно пытается «втациать Швецию в НАТО» под предлогом укрепления обороноспособности страны. В частности, это демонстрирует тот факт, что в апреле 2015 г.

Швеция провела международные военные воздушные учения Arctic Challenge Exercise на территории своих провинций Норрботтен и Вэстерботтен, в которых приняли участия и другие страны региона – Норвегия и Финляндия. Такие учения проходят не впервые, однако на сей раз они носили более масштабный характер.

Таким образом, похоже, что в настоящее время Швеция пытается наладить более тесное взаимодействие с США в военной сфере, особенно в вопросах, связанных с перевооружением шведской армии, что также свидетельствует о тенденции этой страны к милитаризации. При этом, министр обороны Швеции Петер Хультквист открыто призывает к налаживанию трансатлантических связей с США в виду агрессивной политики России в последнее время.

Характерно, что общую позицию действующего правительства относительно вступления этой страны в НАТО озвучил в своем выступлении на политических дебатах, состоявшихся в июне 2015 г. в парке города Висбю, главного города острова Готланд, министр обороны Швеции Петер Хультквист. В своей речи он заявил, что проводимые Россией военные учения вблизи от финляндской границы в марте 2015 г. – это проявление российской агрессии по отношению к скандинавским странам. Именно поэтому, на его взгляд, в настоящее время вступление Швеции в Североатлантический Альянс было бы крайне целесообразным. Показательно, что риторика министра произвела большое впечатление на избирателей еще и потому, что его лексика изобиловала англоязычными выражениями, сделавшими ее сильно похожей на выступления его коллег из США. При этом министр не преминул упомянуть и события в Украине как основной аргумент для вступления Швеции в НАТО. Тем не менее, как показали результаты опросов общественного мнения в Швеции, конфликт в Украине еще более усилил скептическое отношение населения этой страны к ее вступлению в НАТО, поскольку эта идея рассматривается большинством шведов, как потеря суверенитета в вопросах внешней и внутренней политики.

Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что последовательное укрепление военно-политического взаимодействия Хельсинки и Стокгольма в будущем может привести к созданию военного союза в регионе. Данная тенденция подтверждается и тем, что в начале 2015 г. обе страны заявили о расширении военного сотрудничества.

В этой связи крайне показательным является то, что еще в 2010 г. так называемый политический «Альянс за Швецию» не упоминал о потенциальном сближении страны с блоком НАТО. Это было обусловлено тем, что такое сближение потребовало бы от правительства этой страны утверждения новых расходов на содержание контингента Швеции в составе Североатлантического Альянса, против чего высказались 6 партий из 8, входящих в шведский парламент. Лидеры коалиции учли мнение и шведов, которые согласно опросу, проведенного в 2008 г., высказались против сближения страны с НАТО. Тем не менее, в 2014 г. Швеция и Финляндия все же подписали соглашение о создании двустороннего военного союза, направленного на укрепление обороны обеих стран. Таким образом, правительству Швеции удалось к 2014 г. не только сохранить свою суверенность, но и фактически взять курс на военную интеграцию в скандинавском регионе.

При этом как Швеция, так и Финляндия создали объединенное военно-морское подразделение, которое уже к 2023 г. должно, иметь все оперативные возможности быстрого реагирования на военные угрозы. Кроме того, к 2020 г. руководством Швеции и Финляндии также планируется разработка концепции совместных финско-шведских армейских подразделений. Активность Швеции, направленная на укрепление сотрудничества с Финляндией в военной сфере, включает и намерение создать «пояс безопасности» на случай агрессии извне. Причем под агрессором понимается не только угроза международного терроризма, но с недавних пор и сама Российская Федерация. Вместе с тем следует отметить, что панические настроения по поводу вероятного нападения России в Швеции не столь сильные,

как в Финляндии, которая еще в 2013 г. заявила о реальной возможности вступления в НАТО. Еще одним обстоятельством, объясняющим позицию Швеции в вопросе о неприсоединения к НАТО, является ее устойчивое стремление сохранить независимую внешнюю политику и ослабить зависимость от действий США. Как известно, оборонный бюджет НАТО на 80% финансируется США, что позволяет американскому руководству продвигать собственные интересы в НАТО. Европейские же страны не в состоянии обеспечить собственную оборону, прежде всего, в силу отсутствия средств на дополнительные оборонные расходы. Настоячивые требования США в 2014-2015 гг. об увеличении доли участия европейских стран в финансировании НАТО не увенчались особым успехом из-за последствий мирового финансового кризиса.

Таким образом, внешнеполитический вектор развития Швеции был определен еще в начале 1990 – х гг. и пока нет сомнений в том, что укрепление партнерских отношений с США и НАТО могут радикальным образом снизить самостоятельность шведской внешней политики. Не вступая в НАТО, Швеция сохраняет не только принцип неприсоединения к военно-политическим блокам, но и проявляет собственную самостоятельность в вопросах военно-политического характера. Планомерное укрепление военно-стратегического сотрудничества с Финляндией позволяет сделать вывод о том, что обе эти страны находятся на пути реализации проекта «Северный союз» как альтернативы НАТО и выступают против гегемонии США на внешнеполитической арене. ●

Литература

1. Артюхов В.Н. Военные блоки Северной Европы: перспективы и проблемы взаимодействия. М.: ИНИОН РАН. 2014., 358 с.
2. Дерябин Ю. Финляндия и НАТО / Юрий Дерябин // Международная жизнь. 2007. № 7–8. С. 110. 12 Pokój w Europie – nieprawdopodobna wizja? Rozmowa z profesorem Wilhelmem Agrellem ze szwedzkiego uniwersytetu w Lund // Rzeczpospolita. 1995. 23 maja. № 118.
3. Жарский А., Коршунов Э. Северные соседи: прощай нейтралитет / Анатолий Жарский, Эдуард Коршунов // Военно-промышленный курьер : интернет-сайт. 2010. 3 марта. № 8 (324). URL: <http://vpk-news.ru/articles/5540>.
4. Ильчинский Г. НАТО и США – кто правит бал? // Европейская безопасность. – №7, 2013. – ИНИОН РАН. – С. 5–12.

5. Колосов Ю. М. Место постоянного нейтралитета в международных отношениях и в современной Европе (к 50-летию постоянного нейтралитета Австрии) / Ю. М. Колосов // Московский журнал международного права. 2005. № 4. С. 56.
6. Мишель Л. Новый этап расширения НАТО может пойти в северном направлении / Лео Мишель; Defence News, США // inoCMI.ru: интернет-сайт. 2010. 10 ноября. URL: <http://www.inosmi.ru/europe/20101110/164150134.html>.
7. Натовская воронка затягивает Европу. URL: <http://voicesevas.ru/euro/12299-natovskaya-voronka-zatyagivaet-evropu.html>; «Доктрина» Стефана Левена URL: <http://inosmi.ru/world/20150527/228247073.html>; Старые маневры – новые масштабы и угрозы URL: <http://inosmi.ru/world/20150527/228247073.html>
8. Попов А. Без гарантий и без опасности / Алексей Попов // Еженедельник 2000 : интернет-сайт. журн. 2006. 29 декабря – 4 января. № 52 (348). URL: <http://2000.net.ua/2000/derzhava/12816>.
9. Сотрудничество с США на пользу шведской обороне. URL: <http://inosmi.ru/world/20150525/228215084.html>
10. Huhta K. News Analysis: Finland assessing security guarantees again / Kari Huhta // Helsingin Sanomat. International Edition : website. 2012. May 7. URL: <http://www.hs.fi/english/article/NEWS+ANALYSIS+Finland+assessing+security+guarantees+again/1329104020822>
11. Martenczuk B. The Legal Bases of ESDP / Bernd Martenczuk // The Future of ESDP. A Conference Report: "The (not so) Common European and Defence Policy" / Max-Planck Inst. for Comparative Public Law and International Law. Heidelberg, 2003. 19–20 September. URL: <http://www.mpil.de/shared/data/pdf/ber200309191.pdf>.
12. Michel L. G. Finland, Sweden, and NATO: From "Virtual" to Formal Allies? : Strategic Forum. National Defence University / Leo G. Michel. 2014. February. № 265. P. 4. 31
13. Penttilä R. E. J. Finland's Security in a Changing Europe. A Historical Perspective / Risto E. J. Penttilä : Finnish Defence Studies : Vol. 7 / National Defence College. Helsinki. 1994. P. 59–60. 9 Жарский А., Коршунов Э. Указ. соч. 10 Nokkala Arto. Finland's Security Policy '95: Consolidation and main Discussions / Nokkala Arto // Yearbook of Finnish Foreign Policy / Finnish Inst. of International Affairs. Helsinki, 1995. P. 9. ОБОРОНА И БЕЗОПАСНОСТЬ
14. Rhinard M. Views from the capitals – Stockholm: The Lisbon Treaty's Solidarity Clause / Mark Rhinard // Europe's World : website. 2011. February3.URL:http://www.europesworld.org/NewEnglish/Home_old/PartnerPosts/tabid/671/PostID/2242/language/en-US/Default.aspx.
15. Topala O. How Common is CSDP? Solidarity and Mutual Defence in the Lisbon Treaty : European Security Review Briefing / Oana Topala // International Security Information Service, Europe: website. 2011. April. № 4. URL: http://www.isis-europe.eu/sites/default/files/programmes-downloads/2011_artrel_631_esr53-briefing4-solidarity-mutuality.pdf
16. Treaty Establishing a Constitution of Europe : CIG 87/04. Title IV. Chapter II. Article I-41 (7) // Council of European Union : website. Brussels, 2004. August 6. URL: <http://ue.eu.int/igcpdf/en/04/cg00/cg00087.en04.pdf>. 19 Draft Treaty Establishing a Constitution for Europe : CIG 86/04. Title V. Chapter II. Article 40 (7) // European Union : website. URL: <http://europa.eu.int/futurum/constitution/>.

KEY WORDS: energy security, Sweden, military/defense policy, NATO, "the Northern balance", the neutrality, the policy of non-alignment.



ОТМЕНА САНКЦИЙ В ОТНОШЕНИИ РОССИИ «СТАНЕТ ОГРОМНЫМ СОБЫТИЕМ»

Forbes

Кеннет Рапоза

Европейские инвесторы ждут дня, когда ЕС снимет санкции с России. Они надеются, что это случится в июле нынешнего года. «Не думаю, что отмена санкций изменит положение российской экономики в краткосрочной перспективе, но для настроений инвесторов это будет совершенно огромное событие», — говорит исполнительный директор Prosperity Capital Management. Материальное благосостояние инвесткомпаний целиком зависит от России, некоторые фонды не



станут инвестировать в Россию, пока действуют санкции. Они не хотят подпасть под санкции за инвестирование в страну, которая находится под санкциями. Bloomberg сообщило, что госсекретарь Керри склоняется чуть больше в сторону Москвы, чем в сторону Киева. У канцлера Германии Меркель

куча забот, в том числе кризис с беженцами — более важная задача, чем посредничество в украинско-российских отношениях. Некоторые говорят, что борьба России с джихадистами в Сирии помогла ей завоевать сердца друзей в Европе. Но в мире бизнеса отмена санкций меняет все.

ЗАЯВЛЕНИЯ РОССИИ РАЗДРАЗНИЛИ НЕФТЯНОЙ РЫНОК, ИЗГОЛОДАВШИЙСЯ ПО ПРОБЛЕСКАМ НАДЕЖДЫ

Bloomberg

Хавьер Блас

Нефтедобывающие страны на несколько минут узрели проблеск надежды. Россия, которая несколько месяцев отказывалась сокращать добычу, в четверг выразила готовность обсудить объемы добычи с ОПЕК. Это намек на возможность договоренности с Саудовской Аравией о мерах, которые повысят цены на нефть. Цена нефти «Брент» тут же подскочила почти на 8%, до 35,84 долл. за барр. Члены ОПЕК заявили, что ничего не знают о потенциальной встрече с Россией в феврале и уж тем более об урезании объемов добычи. И все же высказывания Москвы — возможно, знак, что она готова к компромиссу с ОПЕК. Доныне

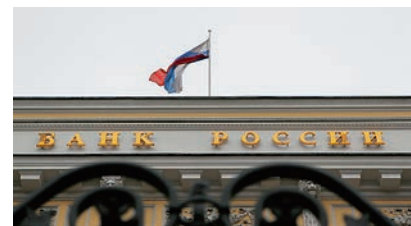
Кремль утверждал, что слабый рубль ограждает российскую экономику от худших последствий обвала нефти. В любом случае для потенциальной договоренности России с ОПЕК есть серьезные помехи, комментирует автор. Саудовская Аравия жаждет отстоять свою долю на рынке, особенно в Китае, где конкурирует с Россией. У России нет возможности сокращать добычу в зимнее время. Москва и Эр-Рияд занимают противоположные позиции по сирийскому вопросу.

РОССИЯ: СТАНЕТ ИНТЕРЕСНО ТОЛЬКО К СЕРЕДИНЕ ГОДА

DIE WELT

Эдуард Штайнер

Тех, у кого были последние иллюзии насчет состояния российской экономики, совсем недавно излечили на Гайдаровском экономическом форуме в Москве и Всемирном экономическом форуме в Давосе. И теперь даже официальные представители России не ходят вокруг да около.



Наиболее резко о состоянии российской экономики отозвался А. Кудрин. По его словам, поскольку за последние недели цена на нефть продолжила падение и снизилась до отметки в 28 долл. за барр, пик кризиса в России будет только впереди. Подорожание нефти станет возможным только с середины года. Пока же, согласно последним прогнозам Минэкономики, в 2016 ожидается снижение ВВП еще на 0,8%. Одним из самых больших рисков для российской экономики, как заявил А. Улюкаев, становится то, что «экономить начинает и население». Хотя, по сути, оно делает то же самое, что и государство, которое будет сокращать бюджет из-за того, что ранее посчитало его на основе цены в 50 долларов за баррель, но при этом все же готовит антикризисную программу в размере 5 млрд евро. ●



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИННОВАЦИИ III РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ

21 МАРТА | LOTTE HOTEL | МОСКВА

ОРГАНИЗАТОР:



ЗОЛОТОЙ СПОНСОР:



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

Черное золото из Черного моря

Украинское ГАО «Черноморнефтегаз» обнаружило нефть на структуре Субботина.

Наличие запасов было подтверждено 20 января 2006 г. в ходе геологоразведочных работ.

В 2007 г. «Черноморнефтегаз» планирует провести более детальные геолого-разведочные работы на Прикерченском шельфе.



В частности, на перспективных структурах Абиха, Глубокое и Южнокерченское. «Черноморнефтегаз» совместно с американской компанией Hunt Oil планирует подать заявку на участие в конкурсе на право геологического изучения и дальнейшей эксплуатации шельфа Черного моря.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2014 г., после вхождения Крыма в состав России, все имущество было национализировано. В том числе и «Черноморнефтегаз», который занимается добычей нефти и газа на российском континентальном шельфе Черного и Азовского морей. Основным регионом добычи углеводородов для него является Причерноморско-Крымская нефтегазоносная область, северо-западная часть шельфа Черного моря, куда всходит Одесское газовое месторождение. В ноябре 2015 г. там были обнаружены новые залежи природного газа.



Турция просит спасения у России

Турция обратилась к России с просьбой увеличить поставки природного газа по черноморскому трубопроводу «Голубой поток». Это вызвано, в частности, тем, что Иран почти в три раза сократил подачу газа в эту страну.

Тегеран мотивировал это неполадками в магистрали, вызванными сильными холодами. Это привело к острому кризису, что вынудило Анкару сократить наполовину подачу топлива тепловым электростанциям. При этом не были введены ограничения на обеспечение этим важным сырьем жилых зданий в связи с необычайно холодной зимой в Турции.

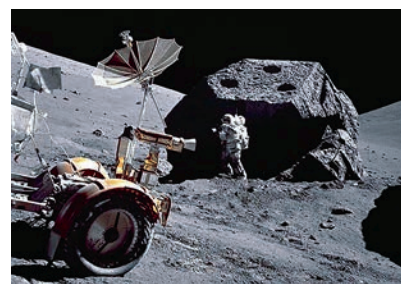
• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня, не смотря на обострение отношений между Россией и Турцией и на приостановку проекта «Турецкий поток», Турция начала увеличивать импорт российского газа. С 9 декабря 2015 г. транзит газа через ГИС Орловка достиг рекордного уровня – более чем в 68 млн м³/сутки. Именно по этому коридору газ получают запад Турции, а также Болгария, Румыния, Греция и Македония. Т.о. экспорт российского газа в Турцию увеличился в годовом исчислении почти на 1 млрд м³, практически компенсировав снижение закупок в предыдущие несколько кварталов 2015 г.

Россия будет получать альтернативное топливо с Луны

Россия планирует создать постоянную базу на Луне и отработать транспортную схему для доставки со спутника на Землю идеального экологически чистого топлива для

термоядерного синтеза – гелия-3. «Постоянную станцию на Луне мы планируем создать уже к 2015 г., а с 2020 г. может начаться промышленная добыча», – сообщил в ноябре 2006 г. глава РКК «Энергия» Н.Севастьянов. Гелий-3, по мнению ученых, – самый перспективный источник энергии, его запасы в верхних слоях поверхности Луны достигают около 500 млн тонн, что может полностью обеспечить земную энергетику более чем на тысячу лет. Одна тонна этого изотопа, если ее оценивать в нефтяном эквиваленте, может стоить около 4 млрд долларов. Чтобы обеспечить на год все человечество энергией, необходимо лишь два-три полета космических кораблей грузоподъемностью в 10 тонн, которые доставят гелий-3 с Луны. Но планам России стать через 15 лет энергетическим монополистом могут помешать американцы.



• Комментарий Neftegaz.RU

Уже начался 2016 год, а никакой базы на Луне так и не появилось (если, конечно, правительство от нас это не скрывает). Помешать этим грандиозным планам могли не только штаты, но и два случившихся за этот период времени кризиса. А еще более вероятно – устоявшийся и удобный для всех порядок вещей, при котором уже никто не мыслит себя без углеводородов. И на следующий революционный виток в истории энергоресурсов мир перейдет, видимо, не раньше, чем закончится неисчерпаемая нефть. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–4 марта

20-я международная специализированная выставка

ИНТЕРЛАКОКРАСКА 2016

Москва,
Экспоцентр

1–4 марта

12-я международная специализированная выставка

МИР КЛИМАТА 2016

Москва,
Экспоцентр

15 марта

II Международная Конференция

Транспорт и логистика в Арктике (ТрансАрктика-2016)

Москва,
Президент Отель

17–18 марта

9-я межрегиональная специализированная выставка

Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу

Новый Уренгой

МАРТ

П		7	14	21	28
В	1	8	15	22	29
С	2	9	16	23	30
Ч	3	10	17	24	31
П	4	11	18	25	
С	5	12	19	26	
В	6	13	20	27	

15–17 марта

9-й форум

Pipeline Integrity Management (9th Annual Pipeline Integrity Management Forum 2016)

Язык: Английский
Берлин

22–24 марта

15-я юбилейная ежегодная

Конференция предприятий-членов МАС ГНБ

Казань

17 марта

XI ежегодная конференция Снабжение в нефтегазовом комплексе (Нефтегазснаб-2016)

Москва, отель InterContinental
Moscow Tverskaya

21–26 марта

Международная научно-практическая конференция «Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация-2016»

г. Сочи

24-27 мая



Российский нефтегазохимический форум



XXIV международная выставка

Газ. Нефть. Технологии Уфа-2016

Место проведения
ВДНХ ЭКСПО
ул. Менделеева, 158



#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#БВК

www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

Поможем выиграть в государственном тендере (по ФЗ №94)

- Аккредитация на торговых площадках
- Подбор тендеров по заданным параметрам
- Юридический анализ тендерной документации
- Подготовка тендерной заявки
- Оформление банковских гарантий
- Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта
- Оспаривание решений ФАС о внесении в «черный список»

Более 30 специалистов,
которые очень любят
выигрывать тендеры!

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



ПРИОРИТЕТ
юридическая компания



Стенд компании AZO выставке Химия-2015



Б. Любошиц, А. Корнилов



Н. Ильинская

Н. Шитненко



Н. Кобылкин



AVIACENTER

P. Westphal,
M. Schaeffers



С. Кукжа, В. Туранов



С. Хотничук



А. Браилко, А. Корень, Р. Westphal, П. Михеичев



А. Миронов, Е. Миронов



С. Гордеев



И. Маковский, Г. Кулаков



С. Лемешев, S. Wart



R. Hoeven



Rutger van der



С. Петушков, С. Забелин



Д. Дзюба



Участники конференции Авиатопливо-2016



Участники конференции
Авиатопливо-2016



А. Страшный



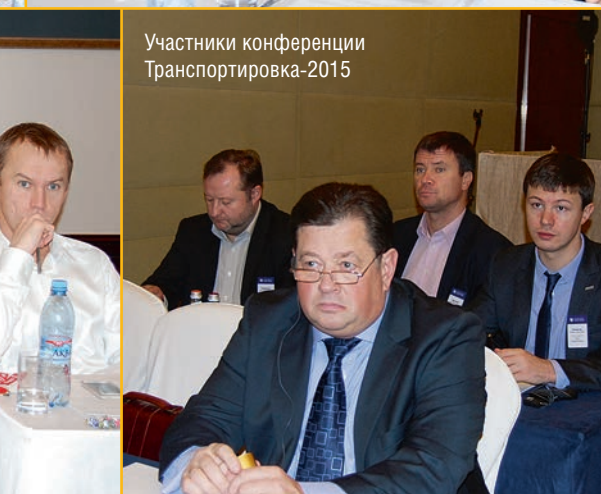
Стенд компании Schrage
на выставке Химия-2015



Г. Шмаль



Участники конференции Авиатопливо-2016



Участники конференции
Транспортировка-2015



П. Михеичев



Участники Форума в рамках
выставки Химия-2015



Г. Шмаль

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать
денежными ассигнациями»*

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

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

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

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

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

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

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. Оборудование и инструмент в НГК



2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ



ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ ПРИВОДОМ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Пульт предназначен для управления приводами постоянного тока при контроле временных и скоростных характеристик всех типов высоковольтных выключателей.

Прибор для испытаний выключателей с приводом постоянного тока при пониженном напряжении. Пульт предназначен для управления электромагнитами постоянного тока приводов всех типов высоковольтных выключателей при проверке временных и скоростных характеристик, путем автоматической подачи на катушки электромагнитов командных импульсов.

- Выходной ток до 50А.

- Проверка работоспособности в простых операциях (Включение «В» и Отключение «О»).

- Проверка работоспособности в сложных циклах (цикл «В-Тзо-О», цикл «О-Тп-В» и цикл «О-Тп-В-Тзо-О»).

Рекомендован к совместному применению с приборами контроля высоковольтных выключателей ПКВ/М6Н (в стандартной и облегченной

комплектации), ПКВ/М7, ПКВ/УЗ.0 и ПКВ/УЗ.1 (все методы контроля приборы выполняют самостоятельно) для управления электромагнитами приводов постоянного тока всех типов высоковольтных выключателей, при проверке временных и скоростных характеристик.

В приборе контроля высоковольтных выключателей ПКВ/М6Н в стандартной и облегченной комплектации отсутствует встроенный пульт управления приводом, поэтому пульт рекомендован к совместному применению для задания сложных и простых циклов.

Коммутирующие устройства приборов ПКВ/М7, ПКВ/УЗ.0 и ПКВ/УЗ.1 дают возможность задавать как простые операции, так и сложные циклы на токах электромагнитов до 10А и 35А, соответственно, если тока недостаточно, то можно использовать ПУВ-50 при проверке временных и скоростных характеристик выключателей в простых и сложных циклах, ток которого составляет 50А.

Для работы с другими приборами (осциллографами, вибрографами, сиренами) в ПУВ-50 предусмотрен канал «Сухой контакт» с регулируемым временем замыкания (от 0 до 999 сек.) относительно начала операции или цикла.

Пульт подключается к катушкам электромагнитов или контакторов привода высоковольтного выключателя и сети оперативного напряжения подстанции, и коммутирует выпрямленное напряжение сети на выход в соответствии с выбранным циклом.

Информация о выбранном цикле и его настройках выводится на жидкокристаллический индикатор.

Изменение цикла и установка длительностей сигналов управления производится с помощью кнопок. Выбранный цикл и его настройки сохраняются в энергонезависимой памяти прибора.

Пульт гарантированно работает при температуре от -20 до +45°C. ●

ПРИБОР КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



- Контроль параметров времени, скорости и хода масляных, вакуумных и элегазовых выключателей, имеющих до 4 разрывов. Измерение токов и напряжений электромагнитов, больших токов соленоидов токовыми клещами.
- Проверка технического состояния масляных, вакуумных и элегазовых выключателей до 4 разрывов. Проверка технического состояния выключателей советского, российского и зарубежного производства;
- Контроль параметров скорости и хода масляных, вакуумных и элегазовых выключателей, имеющих 4 полюса;
- Контроль временных характеристик высоковольтных выключателей, отделителей и короткозамыкателей;
- Измерение токов и напряжений электромагнитов, больших токов соленоидов токовыми клещами;
- Встроенный пульт для задания простых операций и сложных циклов выключателей на ток до 14А для приводов постоянного и переменного тока.

Прибор контроля высоковольтных выключателей укомплектован крепежными приспособлениями для установки измерительных датчиков на все типы российских и зарубежных высоковольтных

выключателей (Siemens, Areva, ABB и др.). Адаптивность прибора заключается в конструировании креплений датчиков к выключателям и получении передаточной функции движения от вала до траверсы.

Большие диапазоны измерения по времени (до 5,1 с), скорости (до 20 м/с) и ходу (до 900 мм), перекрывающие потребности контроля всех существующих высоковольтных выключателей. Например, в аналогичных приборах меньший диапазон времени, не позволяет проверять выключатели в сложных циклах.

Высокая точность измерения временных характеристик ($\pm 0,1$ мс.), а также характеристик хода и скорости обеспечивается цифровыми датчиками углового и линейного перемещения с разрешающей способностью в 0,090 и 0,5 мм. Часто применяемые в других аналогах датчики на основе потенциометра даже в нормальных условиях имеют большую (до $\pm 1\%$) погрешность. При максимальном ходе 900 мм. это дает неопределенность значения в ± 9 мм.

Автоматические расчеты технических характеристик высоковольтных выключателей.

Расширенный набор характеристик времени, хода и скорости, как для

вала привода, так и для контактов, а также напряжений и токов электромагнитов и соленоида привода: разновременность, длительность дребезга, задержки, отскок и перелет, средние скорости на различных участках хода и др.

Кроме таблиц цифровых значений параметров, более подробную информацию о состоянии выключателей можно извлечь из следующих регистрируемых графиков процессов:

- зависимости скорости от времени и от хода;
- зависимости токов и напряжений электромагнитов от времени и хода;
- диаграммах процессов замыкания-размыкания контактов.

Коммутатор дает возможность проверять выключатели как в простых, так и сложных циклах переключения на токах электромагнитов до 14А (постоянных и переменных) с заданием необходимых длительностей импульсов включения и отключения, паузы и задержки отключения.

Прибор контроля высоковольтных выключателей гарантированно работает при температуре от -25 до +40 °С. ●

ПРИБОР КОНТРОЛЯ УСТРОЙСТВ РПН ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Прибор предназначен для разборной проверки технического состояния устройств регулирования под напряжением (РПН) всех типов, как резисторных так и реакторных, в составе силового трансформатора, а также и вне его.

- Снятие круговых диаграмм резисторных и реакторных устройств РПН.

Для снятия круговых диаграмм прибор комплектуется специальным датчиком. Его сопряжение с валами различных приводов обеспечивается набором осей и втулок, при этом их установка производится без применения какого-либо инструмента простым надеванием на вылет вала.

- Снятие осциллограммы переключения контактора резисторных устройств РПН.

Осциллографирование процесса переключения позволяет выявить затягивание срабатывания, неодновременность срабатывания по фазам, дребезг при переключении.

Все характеристики снимаются одновременно по трем фазам для устройств РПН, расположенных в «нейтрали» обмоток, соединенных по схеме «звезда», и пофазно для устройств РПН, расположенных в «линии» обмоток, соединенных по схеме «звезда» или «треугольник».

Проверка при вращении вала привода рукояткой в замедленном темпе с одновременным отображением на дисплее моментов замыкания/размыкания контактов в градусах и в значениях напряжений и токов.

Автоматическая самонастройка к устройству РПН. Для измерения параметров устройств РПН не требуется подключение дополнительных элементов (например, резисторов) или знание сопротивлений токоограничивающих резисторов проверяемого устройства. Все подстройки к конкретному устройству РПН выполняются в приборе автоматически.

Для удобства подключения к некоторым устройствам РПН прибор комплектуется специальными длинными щупами

(в этом случае сливать масло из бака контактора необязательно).

Без контактных щупов подключение к устройству возможно посредством зажимов «крокодил» у измерительных кабелей при частичном сливе масла из бака контактора либо извлечении устройства из бака трансформатора.

Для представления информации в графическом или табличном виде прибор оборудован большим цветным графическим дисплеем с высокой яркостью и контрастностью, облегчающим обработку графиков.

Сохранение результатов измерений происходит в энергонезависимой памяти прибора, на внешнем Flash-накопителе, а также возможна передача их в компьютер.

Поэтому управление прибором возможно и при помощи персонального компьютера. Это позволит снимать диаграммы, находясь с компьютером в салоне автомобиля, что немаловажно в зимнее время. ●

АНАЛИЗАТОРЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Многофункциональные измерители параметров и качества электрической энергии с усовершенствованными функциями анализа качества и расширенными коммуникационными возможностями.

- Погрешность измерения активной энергии 0,06 %;
- Класс точности – 0,2% по ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003);
- Измерение параметров качества в соответствии с ГОСТ Р 54149-2010;

- Технология автоматической калибровки;
- Компенсация потерь в различных элементах сети;
- Регистрация показателей качества электроэнергии;
- Восемь суммирующих регистров;
- Гибкий конфигуратор до 75 пользовательских дисплеев;
- Стандартный порт Ethernet 10/100Base-T, расширяемые

последовательные порты (2 порта RS485), дополнительный порт Ethernet – «витая пара» или оптоволокно;

- 8 одновременных подключений через Ethernet;
- Протоколы MODBUS, DNP 3.0;
- Сочетание модемного доступа и сети Ethernet;
- Диапазон рабочих температур от -40 °C до +70 °C. ●

УСТРОЙСТВО ИНДИКАЦИИ НАПРЯЖЕНИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.5. Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура



Устройство предназначено для индикации присутствия рабочего напряжения между шиной и корпусом распределительного устройства независимо в каждой из фаз в электроустановках на номинальное напряжение 6–35 кВ в частотном диапазоне 17 Гц – 60 Гц.

Устройство состоит из блока индикации, трёх резистивных электродов связи и комплекта соединительных кабелей. В блок индикации контролируемое напряжение поступает из первичной цепи через три резистивных электрода связи типа ИОЭЛ 10-1,5-065 (предел прочности на изгиб $F = 1,5 \text{ кН}$), или ИОЭЛ 10-8-035-20 ($F = 8 \text{ кН}$), или ИОЭЛ 35-1,5-025-00 ($F = 1,5 \text{ кН}$). Электроды связи крепятся (с обеспечением электрического

контакта) между корпусом и соответствующей фазой и соединяются с блоком индикации соединительными кабелями.

На передней панели блока индикации присутствуют три красных светодиода и три контрольных разъема. Мигание светодиодов индицирует присутствие рабочего напряжения. Частота мигания светодиода пропорциональна величине контролируемого напряжения. Контрольные гнезда предназначены для проверки исправности блока индикации с помощью тестирующего прибора ТИН, что дает возможность проверки индикатора в условиях эксплуатации (под напряжением), при этом проверка подвергается вся внутренняя схема блока индикации и ограничитель

напряжения, встроенный в резистивный электрод связи. Контрольные гнезда также могут использоваться для определения правильной последовательности фаз, одноимённых фаз от разных линий (прибором ИФ-3) и других измерений. Ограничитель напряжения на контрольных гнездах аналогичен встроенному в резистивный электрод связи.

Соединительные кабели подключаются к резистивному электроду связи через плоский ножевой разъём FS63 и к задней панели блока через ножевые разъёмы LSI537. Маркировка выводов находится на нижней плоскости блока индикации. Контакт защитного заземления блока индикации необходимо соединить с корпусом шкафа электроустановки. ●



«Нефть и газопроводы – ключ к доступу и распределению ресурсов на европейском, китайском и российском рынках. Поэтому нас не должно удивлять, что те, кто будет контролировать пути транспортировки этих ресурсов из Центральной Азии, займутся и распределением прибыли от нового производства»

Д. Эстулин

«Если цена на нефть упадет ниже уровня 80 долл., мировая экономика рухнет»

В. Путин



«Падение цены на нефть до 60 долл. за барр. нереалистично, рассчитывать на это всерьез невозможно»

А. Улюкаев

«Нефть и газ позволяют смазывать ржавые механизмы принятия решений. До следующего кризиса»

И. Хакамада



«Ниже 90 долл. за барр. цена на нефть не упадет. Но и 90 хорошая цена. Она позволяет работать»

И. Сечин



«На ближайшие 10 лет цены на нефть не упадут ниже 100 долл. за барр.»

Л. Федун

«Америка не хочет поработить всех арабов! Только тех, у кого есть нефть»

С. Смит



НАДСТРОЙКА САМОСВАЛЬНАЯ ШЛАМОВОЗНАЯ ЧМЗАП 40.410

ПРЕДНАЗНАЧЕНА ДЛЯ:

ПЕРЕВОЗКИ БУРОВОГО ШЛАМА И ОТХОДОВ ОТ НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛОВ - РАЗБУРЕННАЯ ПОРОДА, ВЫНОСИМАЯ БУРОВЫМ РАСТВОРОМ С ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ НА ПОВЕРХНОСТЬ

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

- Объем закрытого кузова - 15 м.куб.
- Базовое шасси - MAN TGA 40.410 6x6 BB-WW.
- Кузов сварной, профиль поперечного сечения Half-Pipe (полутруба)
- Материал бортов и днища - листовая сталь толщиной 5-6мм марки 09Г2С.
- Внутренняя поверхность кузова футирована пластиковым покрытием OKULEN толщиной 12мм.
- Теплоизоляция бортов и днища кузова, каналы для прохода выхлопных газов от ДВС автомобиля.
- Верхняя часть кузова закрыта съемным настилом (с люком 1000x1200мм.) из рифленого листа.
- Люк закрыт сдвигающейся в сторону кабины крышкой с герметичным уплотнением.
- Кузов оборудован задним бортом с быстросъемным герметичным уплотнением.
- Борт обогревается выхлопными газами ДВС шасси.
- Привод открывания/закрывания люка и заднего борта - гидравлический с дистанционным управлением из кабины автомобиля.
- Световой сигнал при открытой крышке люка.
- Ограждение на верхней площадке кузова (в транспортном положении сложено на верхний настил)
- Передний борт кузова оснащен защитным козырьком.
- Фарук от попадания разгружаемой породы под задние колеса автомобиля.
- Упоры на кузове для его фиксации в поднятом положении.



РАЗРАБОТАН И ВЫПУЩЕН СПЕЦИАЛЬНО ПО ЗАКАЗУ НЕФТЕДОБЫТЧИКА

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Модульные установки газоподготовки:
внимание к деталям – от идеи до воплощения**



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМирование