



НАЙТИ
И
ОБЕЗВРЕДИТЬ

ЖИЗНЬ
В РЕЖИМЕ
ON-LINE

ТЕХНОЛОГИИ
ПОВЫШЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

[9] 2012

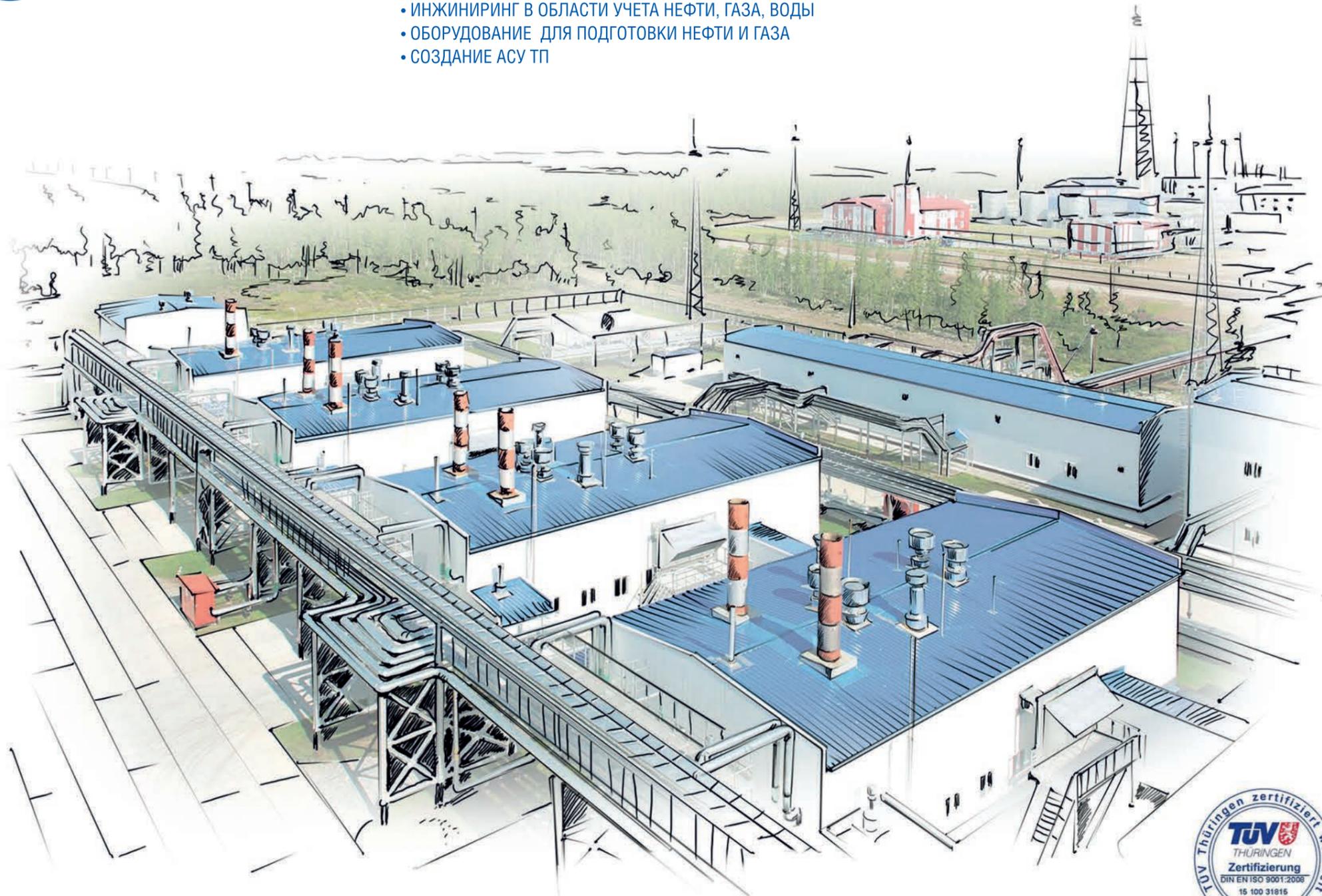
ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

АЛГОРИТМЫ
ИНТЕГРАЦИИ





- ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ
- ИЗГОТОВЛЕНИЕ, СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
- ИНЖИНИРИНГ В ОБЛАСТИ УЧЕТА НЕФТИ, ГАЗА, ВОДЫ
- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА
- СОЗДАНИЕ АСУ ТП



Комплексные решения для нефтегазовой отрасли

Центр технической поддержки
(347) 246-01-08(09)

www.ozna.ru

Форум технической поддержки
www.ozna.ru/forum

Проектирование, производство, поставка, ввод в эксплуатацию

- Оборудование для измерения продукции скважин
- Оборудование для систем поддержания пластового давления
- Оборудование для систем подготовки и перекачки нефти, воды
- Оборудование для компримирования и подготовки газа
- Блочно-модульные автоматизированные установки предварительного сброса, подготовки и закачки пластовой воды
- Аппаратура управления
- Запасные части к буровым насосам
- Запасные части к измерительному оборудованию
- Системы измерения количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов, газа и воды
- Противопожарное оборудование
- Запорная и трубопроводная арматура

Предоставляемые услуги

- Проектно-исследовательские работы, строительно-монтажные работы, пусконаладочные работы
- Гарантийное и постгарантийное обслуживание
- Капитальный ремонт и модернизация АГЗУ
- Техническое обслуживание систем автоматизации, КИП, средств измерений, охранно-пожарной сигнализации, объектов энергетики, метрологическое обеспечение средств измерений
- Обслуживание ПО АСУ ТП нефтедобывающих объектов
- Техническое обслуживание коммерческих и оперативных СИКН, СИКНС, СИКНП, узлов учета газа, АСУ ТП и КИП (средний и верхний уровень)
- Строительство инженерных систем кустовых площадок
- Определение газового фактора нефти при помощи передвижной лаборатории промысловых исследований
- Монтажные и наладочные работы по электрооборудованию
- АСУ ТП нефтедобычи, энергетики и нефтехимии

Инженерно-строительные изыскания
Проектно-исследовательские работы
Экологические работы

Найти и обезвредить



12



Буровые установки
поколения NEXT

20

Poseidon, Mangust
и Multistage Unlimited
System



16

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	6
Россия главное	8
Россия в заголовках	9
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10
Проблемы нефтегазового сервиса в России	34
Арктический шельф: где взять технологии для его освоения	37
Отечественные технологии производства моторных топлив	42



Технологии
повышения
нефтеотдачи
пластов

24



Подлежат
восстановлению:
рекультивация почв
в районе добычи
природного газа

30

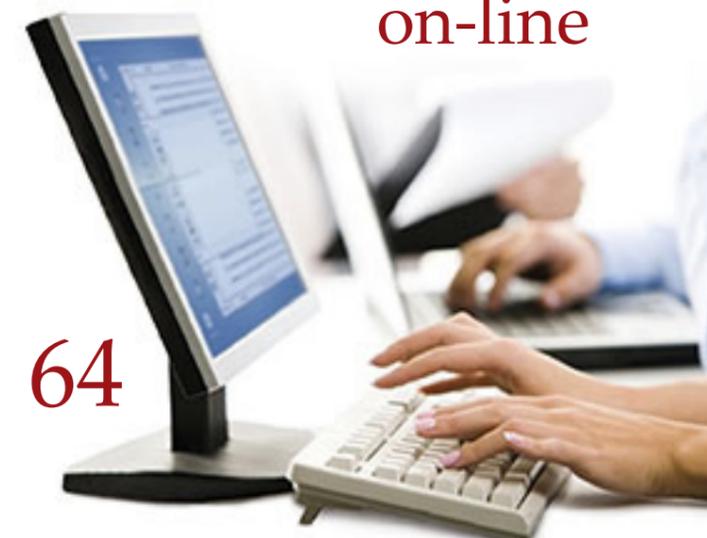
Промышленная автоматизация: кто пропишет алгоритмы интеграции	54
«Точные знания – основа точных прогнозов»	58
Газоанализаторы в промышленности	70
На службе промбезопасности	67
Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	75

Энергия:
от проекта до ремонта



50

Жизнь в режиме
on-line



64

Автоматизация вибрационной защиты гидроагрегатов	76
Календарь событий в октябре	87
НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	88
Классификатор продукции и услуг в НГК	90
Цитаты	96

Трубопроводная
транспортная
инфраструктура



84

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Александр Власов, Анна Игнатьева

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Денис Пигарев



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Александр Боднар
Ольга Гусева
Борис Дармаев
Дмитрий Аверьянов

Служба технической поддержки
Прибыткин Сергей
Бродский Алексей

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

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

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

Отпечатано в типографии
ОАО Полиграфический комплекс «Пушкинская площадь»

Тираж 8000 экземпляров

415 лет назад

В 1597 году нефть, собранная с реки Ухта, впервые была доставлена в Москву.

139 лет назад

В 1873 году братья Роберт и Людвиг Нобель начинают переработку нефти в Баку. К этому времени в городе работали 80 заводов, их дым плотно обволакивает город, не давая дышать. В связи с этим власти вводят запрет на строительство керосиновых заводов в радиусе двух верст от Баку. Для заводов отводится специальный район, получивший название «Черный город».

136 лет назад

В 1876 году на Всемирной выставке в Филадельфии смазочные масла русских заводов значительно превзошли по качеству зарубежные образцы. В.Г. Шухов изобрел самую совершенную для своего времени конструкцию форсунки, позволявшей эффективно сжигать мазут, считавшийся ранее отходом нефтепереработки. Получила позднее название «нобелевской форсунки».

115 года назад

В 1897 году в Баку впервые испытан компрессорный способ добычи нефти (эрлифт), в котором, в качестве рабочего агента, применялся сжатый воздух.

70 лет назад

В 1942 году вступило в промышленную разработку первое газовое месторождение Коми АССР – Седельское. Начинается строительство газопровода Елшанка – Саратовская ГРЭС.

69 лет назад

В 1943 году СССР принимается принципиальное решение о строительстве первого дальнего газопровода.

46 лет назад

В 1966 году в Ямало-Ненецком АО Тюменской области открыто Уренгойское газовое месторождение. Общие запасы составляют 10 трлн. м³.

10 лет назад

В 2002 году завершено строительство первой «нитки» газопровода «Голубой поток».

7 лет назад

В 2005 году «Газпром» впервые поставляет сжиженный природный газ за границу. Немного позднее подписано соглашение о строительстве газопровода «Северный поток» (Nord Stream).



2 - 5
октября 2012
Алматы, Казахстан

www.kioge.kz
www.kioge.com

**ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ**



ITE (Лондон)	Тел.: +44 (0) 20 7596 5000	Факс: +44 (0) 20 7596 5106	E. oilgas@ite-exhibitions.com
ITECA (Алматы)	Тел.: +7 (727) 258 34 34	Факс: +7 (727) 258 34 44	E. oil-gas@iteca.kz
ITE LLC (Москва)	Тел.: +7 (495) 935 73 50	Факс: +7 (495) 935 73 51	E. oil-gas@ite-expo.ru
GIMA (Гамбург)	Тел.: +49 (0) 40 235 24 201	Факс: +49 (0) 40 235 24 410	E. freckmann@gima.de

**20-я Юбилейная Казахстанская
Международная ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ НЕФТЬ И ГАЗ**



**Место проведения
выставки:**
КЦДС "Атакент"



**Место проведения
конференции:**
гостиница InterContinental Almaty -
The Ankara in Kazakhstan





СЕЗОН NABUSSO ЗАВЕРШЕН. НОВАЯ ОПЕРА ЕС: ГАЗПРОМ СОЛИРУЕТ, ЛИТВА – НА БАРАБАНАХ

Фальшиво сыграв на трубе Nabucco, ЕС репетирует новую оперу. И, несмотря на известность российской вокальной школы, пытается сменить солиста. 4 сентября 2012 г Еврокомиссия возобновила процедуру антимонопольного расследования в отношении Газпрома, начатую в 2011 году. Компанию обвиняют в разделении рынка газа с целью препятствовать его свободным поставкам в страны ЕС, в противодействии диверсификации поставок газа и установлении несправедливых цен для своих клиентов

АВТОР
Анна Павлихина

Если все это удастся доказать, что по мнению экспертов сделать непросто, Газпрому грозит штраф в 6 млрд. долл США, что маловероятно, и пересмотр экспортных контрактов, что уже гораздо болезненнее. Хуже всего то, что сам факт обысков в 2011 г. показал, что у Газпрома больше нет иммунитета в ЕС. Принцип «разделяй и властвуй» себя исчерпал. Выгляда монополистом, Газпром действительно вел не слишком гибкую политику. Но, во-первых, он уже начал снижать цены, и решение это было порождено не политической конъюнктурой. И, во-вторых, Европа и сама не выглядит слишком надежным партнером.

Но проблемы, или, вернее, временные затруднения с ЕС, на фоне других временных затруднений Газпрома не выглядят слишком серьезно.

Например, если США наладят промышленный экспорт сланцевого газа, то Газпрому труднее будет продавать газ Европе. И тогда непонятно, что делать с Северным потоком и нужно ли строить Южный поток?

Не решен вопрос с Украиной. И не подписаны газовые контракты с Китаем. На этом фоне кажется, что Газпрому пора искать новые рынки сбыта.



Но не все так плохо. Что касается Украины, то небольшие уступки могли бы способствовать увеличению потребления газа на 2–3 млрд м³/год. Неясная ситуация с Китаем вполне может компенсироваться партнерством с Японией. Рынок Японии не только емкий, но и считается премиальным для компании в ценовом сегменте. Серьезность намерений подтвердилась в ходе саммита АТЭС, когда был подписан Меморандум по проекту Владивосток-СПГ.

Восточная газовая программа, куратором которой является Газпром, может быть ускорена, а объем экспорта газа на восток может превысить объемы экспорта в Европу.

И не стоит забывать: Газпром – «национальное достояние», посягать на которое Россия не позволит. Это станет более очевидно, если вернуться к истокам конфликта с ЕС.

Предположительно, инициатором расследования стала Литва, с которой у Газпрома еще с 2008 года отношения строятся через суд. Год назад Еврокомиссия провела обыски в офисах Газпрома. Было ясно, что, фальшиво сыграв на трубе Nabucco, ЕС репетирует новую оперу, начав с увертюры. И, чтобы опера не звучала сильно мажорно, Россия отдала одну из сольных партий НОВАТЭКу, делегировав ему фантастические преференции. Последний успешно заключил договор на поставку газа в Европу и составил конкуренцию Газпрому на внутреннем рынке, стерев тем самым образ Газпрома, как монополиста в глазах ЕС.

Не обошлось без государственной опеки и в этот раз. Первое, к чему апеллировал Газпром в ответ на начало разбирательств – это статус полугосударственной компании: в распространенной компанией информации говорилось, что Газпром наделен «публичными функциями и статусом стратегической организации, контролируемой государством». Подтверждая это, за Газпром сначала вступился МИД, призывая Евросоюз «воздержаться от политически ангажированных решений». А затем и правительство, консолидировав в своих руках контрольный пакет акций Газпрома.

Это ставит Европу в ситуацию, когда любой ее выпад в сторону Газпрома будет автоматически рассматриваться как выпад в адрес России. ●

НЕФТЬ БУДУТ ИСКАТЬ В МОСКВЕ

Москва не теряет надежд найти нефть не только в далёкой Сибири и Арктике, но и в куда более ближних пределах. И правда, чем чёрт не шутит? Ведь удалось Израилю обнаружить на своей территории месторождение Левиафан – крупнейшее из обнаруженных в 2000-е годы газовое месторождение в мире. Это как в старой песне В. Лебедева-Кумача «...Кто весел – тот смеётся, кто хочет – тот добьётся, кто ищет – тот всегда найдёт...»

АВТОР
Александр Власов

Известно, что из горючих полезных ископаемых московская область богата торфом и бурными углями.

Но, согласитесь, найти нефть на своей территории куда приятнее.

Неожиданная новость пришла в преддверии Дня работников нефтяной и газовой промышленности.

На предварительное изучение московских недр Роснефть, которая собственно и работает над проектом поисков углеводородного сырья в Московской области, намерена потратить порядка 5 млн руб.

Изучением, тем не менее, займется не сама Роснефть: предприимчивые подрядчики решили нанять для этих целей один из проектных институтов Уфы (Республика Башкортостан).

По договору Уфа будет обязана подготовить доклад на тему «Геологического строения и перспектив нефтегазоносности московской синеклизы» (синеклиза – пологий прогиб земной коры в пределах платформы).

Подобный проект – не первый в Московской области.

Несколько лет назад аналогичные исследования проводила компания Стройтрансгаз (главный мажоритарий Г. Тимченко), но в 2002 г приостановила их.

Возможно, то что не удалось Г. Тимченко, удастся И. Сечину?

Почему бы и нет? Ведь после заключения «дружбы» с Statoil Роснефти будет удаваться многое. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

План-2030 – не первая попытка министерских мудрецов упорядочить рынок топливно-энергетического комплекса. Предшественник документа – Стратегия-2015 провалилась не успев завершиться

Тогда недочеты списали на кризис, заморозивший многие проекты. Какая судьба ждет новый документ? Большинство опрошенных считают Стратегию неплохой в теории, но сложно реализуемой на практике, ведь для этого нужны технологии, которыми Россия не обладает. 31% менее оптимистичных полагают, что и из этого документа не выйдет ориентира для ТЭК. Чуть меньше – 28% опрошенных верят, что Стратегия-2030 задала именно тот курс, в котором Россия сегодня нуждается.

Как вы относитесь к энергетической Стратегии-2030?

31%

Она повторит судьбу предыдущего документа

41%

Все заложенные Стратегией показатели невозможны без новых технологий, а их нет

28%

Стратегия-2030 определила тот курс, по которому ТЭК России и нужно идти

Абсолютное большинство – «За». 88% опрошенных считают, что развивать альтернативную энергетику надо и делать это пора уже сейчас. Притом 43% обеспокоены истощаемостью углеводородных ресурсов, а 45% экологией планеты. 5% опрошенных полагают, что нефти и газа хватит еще на долго, а после нас, как известно, хоть потоп. Оставшимся 7% вообще не до энергетики – есть более важные задачи.

Нужно ли развивать альтернативную энергетику?

5%

Нет, пока есть нефть

43%

Да, традиционные источники – не бесконечны

7%

Нет, есть более важные задачи

45%

Да, т.к. это экологически чистые виды энергии



происходящего. Когда это случится, скорее всего, Кремль очень быстро попытается разыграть оставшиеся у него на руках карты: газопровод Южный поток мощностью 63 млрд м³, специально разработанный с целью охватить рынки на юго-востоке Европы. Безнадежный ход, однако, он наглядно демонстрирует, где в настоящий момент Россия сосредоточила свои ограниченные региональные притязания.

ЛОЖЬ О РУССКОМ АНТИФАШИЗМЕ

DIE WELT

Richard Herzinger

Непоколебимая поддержка сеющего смерть режима Асада в Сирии показывает, что в области мировой политики путинская Россия в союзе с Китаем намерена стать ведущей деструктивной силой в борьбе против распространения демократии и прав человека. Тем

ПУТИН ПЕРЕХОДИТ В КОНТРАТАКУ НА БРЮССЕЛЬ

LE FIGARO

Pierre Avril

Газпром сдает позиции. Через 2 недели после новости о прекращении совместного с Total освоения гигантского Штокмановского месторождения в Арктике, мировой лидер в производстве газа сообщил о 23% снижении доходов за 1-й квартал 2012 г. Хуже того, Европейская комиссия дала старт разбирательству по подозрению в причастности российской компании к нечестной конкурентной борьбе и манипуляции ценами в 5 странах Центральной Европы, в том числе – в Польше.



Кремль задел за живое: 11 сентября В. Путин подписал указ о защите «стратегических

интересов» России. На деле это означает следующее: у государственной компании Газпром нет ни малейшего желания сотрудничать с Брюсселем. Официальный представитель компании С. Куприянов обвинил Брюссель в стремлении решить свои финансовые проблемы за счет России и добиться с помощью следствия снижения тарифов на газ.

ШОКИРОВАННАЯ ШТОКМАНОМ

Forbes

Matthew Hulbert

Газпром законсервировал разработку нефтегазоконденсатного месторождения в Баренцевом море, объемы запасов которого составляют 3,9 трлн м³. Французская компания Total и норвежская компания Statoil, будучи партнерами Газпрома, могут вздохнуть с облегчением теперь, когда им удалось уклониться от участия в разработках стоимостью в 20 млрд долл США. Что касается Газпрома, консервация оказалась для нее стратегическим шоком. Теперь Москве, которая не имеет теперь достаточного веса, чтобы задавать динамику цен на природный газ, предстоит преодолеть множество трудностей в попытках установить цены в Европе и, что более значимо, – в Азии.

В. Путин пока еще не до конца осознал реальность всего



самым Россия пытается предложить «современную» автократию в качестве альтернативы западной демократической цивилизации.

Реакционное наступление Путина как внутри страны, так и за ее пределами сопровождается возрождением легенды о прославленном «советском антифашизме». Реанимация мифа о том, что человечество за спасение от националистического варварства должно быть благодарно исключительно или в первую очередь Советскому Союзу. ●

Персональ

Вексельберг Сохин

Дворкович

Артемьев

Путин

Токарев

Миллер

Алексеев

Дурайкин

Медведев



Игорь Артемьев родился в 1961 году в Ленинграде.

Имеет два высших образования. Автор 43 научных статей и изобретений, 6 монографий по вопросам бюджета и экономики. Кандидат наук. В 1992 году избран депутатом Ленсовета, председателем комиссии по экологии и городскому хозяйству. В 1996 году назначен первым вице-губернатором и председателем Комитета Финансов Администрации Петербурга. С 1999 года – руководитель Фонда экономических и политических исследований «ЭПИЦентр – Санкт-Петербург». В декабре 1999 года стал депутатом Государственной Думы РФ третьего созыва.

С 10 марта 2004 года – руководитель Федеральной антимонопольной службы.

В недавнем интервью газете «Коммерсантъ» Игорь Артемьев высказал свое отношение к «Газпрому» раскритиковав компанию за крайнюю неэффективность и призвал привести свои дела в порядок. Отвечая на вопрос, стоит ли государству помогать «Газпрому»,

Артемьев Игорь Юрьевич

Член Правительственной Комиссии по контролю за осуществлением иностранных инвестиций в РФ.

Член Совета по конкурентоспособности и предпринимательству при Правительстве РФ.

Член Комиссии Правительства РФ по защитным мерам во внешней торговле и таможенно-тарифной политике.

Член Правительственной Комиссии по развитию малого и среднего предпринимательства.

Председатель Межгосударственного совета по антимонопольной политике (МСАП) государств-участников стран СНГ.

Член Координационного комитета Международной конкурентной сети (МКС).

Заведующий кафедрой Федеральной антимонопольной службы при ГУ Высшая школа экономики, профессор.

если у монополии возникнет в этом потребность, глава антимонопольной службы сказал: «Я считаю «Газпром» крайне неэффективной компанией, у которой достаточно денег, и просто нужно навести порядок в своем хозяйстве. Ему, я думаю, ничего давать не надо. Если попросит, то мы посчитаем его экспортную выручку, посчитаем его рентабельность – на внутреннем, на внешнем рынке. Мы еще много чего ему посчитаем». Подобным образом о «Газпроме» еще не высказывался, наверное, никто и Артемьев стал тем самым андерсоновским персонажем, который осмелился заявить: «а король-то голый».

Кроме «Газпрома», Артемьев раскритиковал Федеральную службу по тарифам, которую он назвал «вечным и главным защитником монополистов в нашей стране». Свою позицию он разъяснил на примере фармацевтического рынка. «В чем современный подход к ценам, к тарифам в мире? Единственный метод, который работает сейчас хорошо, это метод сопоставимых рынков. Например,

одну и ту же таблетку примерно по одной цене можно купить в Америке и в Европе, хотя расстояние между ними огромное. Так давайте сравнивать наш тариф, например, с финским на северо-западе, или, например, с казахским, или с американским. А то по тарифам мы уже впереди всей Европы».

Но хуже всего, по признанию самого Игоря Артемьева, дела обстоят с властью: «Потому что 53% всех наших дел – это дела в отношении органов власти разного уровня... Шесть с лишним тысяч дел в год мы ведем против самой власти – это только по антимонопольному законодательству. У нас в стране политика, к сожалению, очень антиконкурентна».

А вот относительно подведомственной ему службы Артемьев свое мнение не озвучил: «Оценки пусть дает рынок. Нам самим себя оценивать не очень хорошо, но то, что мы занимаем сегодня 17-е место в мире из 140 антимонопольных ведомств, – это показательно».

Банковский капитал

Строительство трубопровода

Северный поток достроили

Запуск нового производства

Газовые войны

Увеличение мощностей

Маршрут Южного потока

Биржевые индикаторы

Котировки ценных бумаг

29 августа 2012 г завершилось строительство Северного потока

Последний стык соединил морской участок 2-й нитки газопровода с береговым участком и наземной инфраструктурой на российском берегу и завершил строительство второй нитки став последним связующим звеном между российскими газовыми месторождениями и европейским рынком природного газа.

Газопровод состоит из двух ниток протяженностью 1,224 тыс. километров и с пропускной способностью 27,5 млрд кубометров газа в год каждая. Обе нитки газопровода проходят по дну Балтийского моря от Выборга (ленинградская область) до германского побережья в районе города Грайфсвальд.

Стыки, которые соединяют морской участок газопровода с наземными, называют «золотыми» из-за технической сложности сварки и исключительно высоких требований к качеству. Сварка финального «золотого» стыка в бухте Портовая продолжалась 21 час, в течение которых было использовано около 60 кг электродов и наложено 42 слоя металла. Качество стыка было подтверждено ультразвуком. Летом текущего года успешно завершились гидроиспытания на прочность и сварка трех секций второй нитки под водой. До начала эксплуатации вторая нитка будет заполнена так называемым «техническим» (буферным) газом до необходимого давления. Заполнение газом начнется в ближайшие дни и продолжится в течение сентября. Это необходимая процедура перед вводом в эксплуатацию. После этого

вторая нитка будет готова начать поставки газа в Европу в четвертом квартале 2012 года. После выхода на проектную мощность обеих ниток производительность «Северного потока» составит 55 млрд м³/год газа.

Коммерческие поставки газа по 1-й нитке Северного потока начались 8 ноября 2011 г. 18 апреля 2012 г досрочно завершилась укладка 2-й нитки газопровода Северный поток.

Целевыми рынками поставок по Северному потоку являются Германия, Великобритания, Нидерланды, Франция, Дания и другие страны. Для планирования, строительства, владения, финансирования и эксплуатации газопровода создана газотранспортная компания Норд Стрим АГ (Nord Stream AG, Швейцария). Доли в компании распределены следующим образом Газпром – 51%, WintershallHolding и E.ON Ruhrgas – по 15,5%, Gasunie и GDF Suez – по 9%.

«Северный поток» (Nord Stream) – газопровод, который через Балтийское море соединил Россию и Евросоюз. ●



НАЙТИ И ОБЕЗВРЕДИТЬ

СИСТЕМА РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ПРОЯВЛЕНИЙ И ПОГЛОЩЕНИЙ

Немногие задачи, возникающие в процессе бурения, имеют столь важное значение, как раннее обнаружение проявлений и поглощений (EKLD), которое принимает различные формы в отношении неопределенности пластовых давлений в разведочных и эксплуатационных скважинах. Какие современные системы раннего обнаружения проявлений и поглощений существуют сегодня?

Редакция статьи на русском языке подготовлена при содействии Станислава Куликова, к.т.н., инженера проекта департамента Снижение рисков в процессе бурения компании Weatherford

В большинстве случаев при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин причиной непроизводительного времени (NPT) является трудность поддержания баланса давления в скважине. Этот фактор оказывает также отрицательное воздействие на безопасность персонала, окружающей среды, буровой установки и скважины. Особенно актуальна эта проблема для скважин с высокой температурой и давлением, а также в случаях, когда диапазон между поровым давлением и давлением гидроразрыва пласта совсем небольшой или равен нулю.

В случае проявления риски, создаваемые им, настолько велики, что необходимо немедленно принять меры по регулированию

работы скважины. Часто при этом для принятия решения есть всего лишь небольшой промежуток времени и совсем мало информации о том, что происходит в скважине. Принять правильное решение зачастую сложнее еще и потому, что каждый вариант имеет свои недостатки.

Неправильная диагностика может стать причиной дорогостоящего простоя. Неадекватное утяжеление промывочной жидкости для предотвращения проявления может привести к повышению дифференциального давления и стать причиной поглощения бурового раствора. Это, в свою очередь, вызовет цикл проявлений и поглощений, в результате чего будет потеряно несколько дней и миллионы долларов. В целом, это может привести к нарушению продуктивности пласта или потере скважины.

Лучшим способом подбора оптимального решения этой задачи является более глубокое понимание процессов, происходящих в скважине. Для этого и используется

система раннего обнаружения проявлений и поглощений. Однако система раннего обнаружения проявлений и поглощений не является универсальным решением любой задачи. Целью является преодоление проблем, связанных с нарушением геологического давления в любых его проявлениях. Для эффективного реагирования необходимо четкое определение таких факторов, как степень неопределенности геодавления, ожидаемое состояние скважины и буровой установки.

Компания Weatherford достигла подобной гибкости благодаря комплексу услуг по обнаружению проявления/поглощения, которые представляют собой оптимальную комбинацию геолого-технологических исследований, консультационных услуг по геодавлению и применению системы управления с замкнутым контуром Microflux™, что позволяет снизить риски, повысить эффективность бурения и сократить расходы.

В чем суть процесса?

Основная функция системы EKLD – быстрое обнаружение проявлений и поглощений на начальном этапе, когда их еще несложно устранить и пока они не привели к серьезному ГНВП. Успех преимущественно взаимосвязан с информацией, полученной из скважины в процессе бурения.

«Ключевым фактором при выборе соответствующих услуг EKLD или их комбинации является неопределенность, – рассказывает Дэвид Пэвел, директор по развитию услуг оптимизации бурения компании Weatherford. – Неопределенность может иметь разную степень и быть связана со множеством уровней риска. Подбирая необходимые услуги по EKLD, мы можем предложить оптимальное решение проблемы».

Консультационные услуги по геодавлению

При высокой степени неопределенности подбор услуг EKLD начинается на этапе планирования скважины и включает в себя предоставление сервиса по оценке давлений (GPC), позволяющего прогнозировать поровое давление. Эти услуги продолжают оказываться и в процессе бурения и предполагают использование данных, полученных в режиме реального времени, для обновления и корректировки прогнозов. Полученные данные используются в качестве основы для планирования следующей скважины.

«Мы сравниваем, анализируем и интерпретируем стандартные количественные (например,

сейсмические данные и данные каротажа) и качественные (попутный газ, шлам и температура) показатели, характеризующие состояние скважины, – говорит Саймон Хьюс, менеджер департамента геохимических анализов при геолого-технологических исследованиях скважин компании Weatherford. – Этот метод позволяет получить более полную картину изменения порового давления и нестабильности ствола скважины».

Процесс устранения неопределенности геодавления начинается с прогнозирования. В качестве исходных данных для создания модели порового давления берутся сейсмические данные и данные по соседним скважинам. Используя эту модель, экспертная группа по оценке давлений помогает при подборе бурового раствора и подготовке плана крепления скважины, а также консультирует по вопросам снижения рисков.

После начала бурения модель обновляется на основании фактических данных, что позволяет создать более точное представление о геодавлении ниже забоя, что способствует повышению качества решений и их реализации, и, как следствие, улучшается результат.

При бурении каждой последующей скважины полученная информация не только повышает качество и эффективность бурения, но и позволяет более корректно выбрать место для скважины. Измерение порового давления также позволяет определить тип флюидов и степень их взаимодействия, что необходимо для правильной оценки пласта.

Система обнаружения Microflux

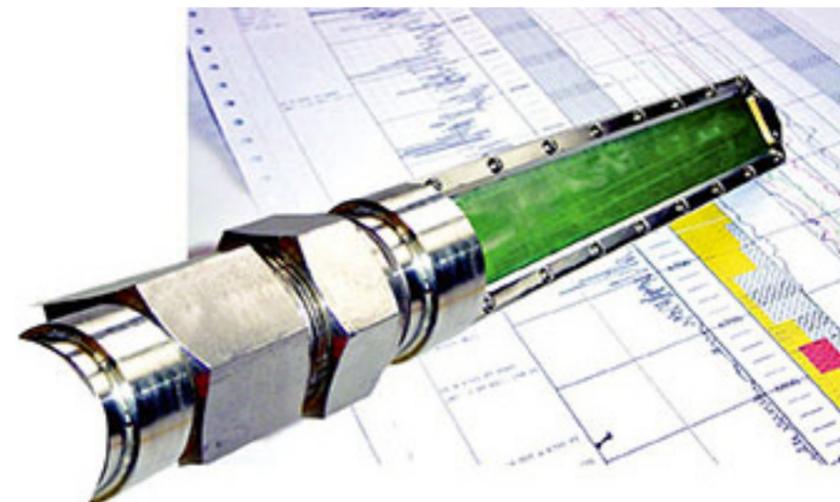
В дополнение к услугам по определению геодавления компания Weatherford предлагает систему обнаружения Microflux, которая позволяет выявить даже малые притоки и поглощения. В сочетании с консультационными услугами в отношении геодавления система позволяет получить дополнительные данные для продуктивной работы. Выявление особенностей структуры при помощи специальных алгоритмов позволяет четко определить профили притока и флуктуации давления. В результате наиболее распространенные параметры нестабильности скважины, например, вздутие пласта и дыхание скважины, выявляются своевременно и могут быть оперативно устранены с минимальным риском.

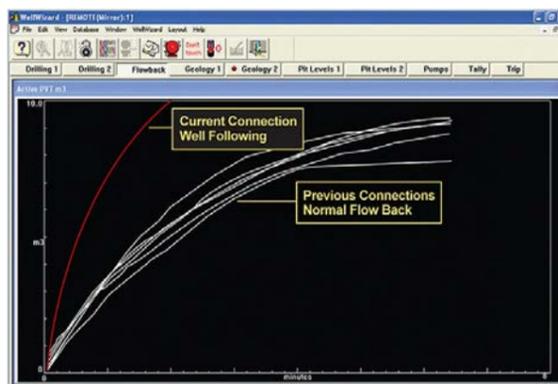
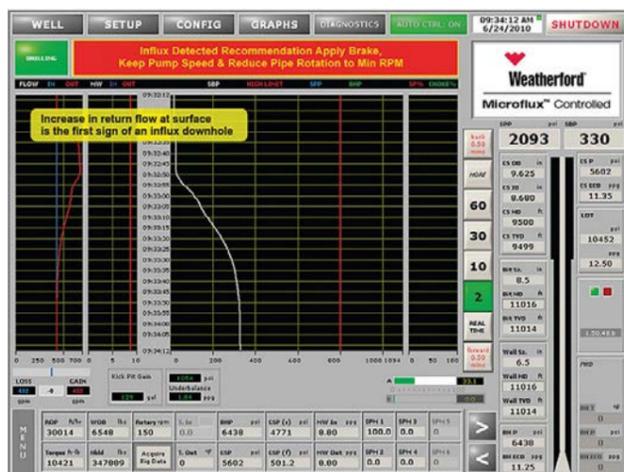
Если уровень неопределенности высокий, применение услуг EKLD обеспечивает серьезное преимущество при оперативном обнаружении и классификации проблем, связанных с внутрискважинным геодавлением. При глубоководном бурении, когда существует высокий риск резкого разгазирования в райзере над превентором (ПВП), система Microflux обеспечивает возможность раннего обнаружения прямого риска.

Кроме функции обнаружения, автоматизированная система Microflux с установленным штуцерным манифольдом обеспечивает простой переход к бурению с регулируемым давлением и возможность управления малыми и большими притоками и поглощениями в скважине, а также разгазированием вымываемого флюида в райзере.

В ходе разведочного бурения при лучшем понимании условий геодавления технология Microflux позволяет провести четкое разделение между действительно проявлениями и последствиями небольших штатных изменений, например, поступление в буровой раствор газа при наращивании и перепадах давления и расхода, вызванные другими причинами.

Эта информация позволяет буровикам применить комплекс процедур, наиболее подходящих для скважины в текущем состоянии. План бурения может быть скорректирован уже на буровой





Слева: выявление особенностей структуры позволяет быстро отличить вздутие пласта и дыхание скважины от проявления для оперативного смягчения последствий и снижения рисков неправильной диагностики.

Справа: измерение потока позволяет в ходе геолого-технологического исследования обнаружить отклонения потока от нормы, указывающие на наличие проявления.

площадке, при этом могут быть изменены различные параметры: от плотности бурового раствора до процедур реагирования при проявлении. В результате обеспечивается более высокий уровень безопасности, сокращается непроизводительное время и увеличиваются скорости бурения.

Геолого-технологические исследования

Третьей составляющей услуги EKLD является новейшая система для геолого-технологических исследований. Этот вид услуг непосредственно на буровой позволяет определять различные параметры скважины для выявления проявления/поглощения, включая анализ выбуренного шлама, расходов, плотностей бурового раствора и уровней в емкостях.

«При подборе оптимальной конфигурации системы геолого-технологического контроля и газового каротажа необходимо учесть множество факторов в зависимости от конкретных условий эксплуатации и необходимости комбинации с другими средствами обнаружения проявления/поглощения, – говорит Алан Моррисон, менеджер департамента систем для геолого-технологических исследований скважин Weatherford. – Диалог с заказчиком – важный этап выбора наиболее подходящего решения».

Геолого-технологические исследования скважины включают в себя множество параметров: от важных производственных вопросов, таких как параметры буровой установки, уровень

жидкостей и давлений, до определения поровых давлений на соседних скважинах, что необходимо для снижения рисков, связанных с неправильным выбором параметров бурового раствора. Варианты исполнений систем геолого-технологических исследований (ГТИ) включают различные типы измерителей расхода – от индикаторных (лопатка) до электромагнитных. Использование новейшего сумматора объемов бурового раствора в емкостях позволяет различать приток после остановки насосов и проявление даже при выключенных насосах.

Газоаналитический комплекс GC-TRACER® компании Weatherford, используемый в основном для определения характеристик пласта, также обеспечивает повышение эффективности обнаружения проявления. При использовании с системой Microflux он позволяет различать пластовый газ и газ при наращивании, определять состав проявления для более оперативного реагирования и подтверждает восстановление нормальных условий после устранения проявления.

Адаптируемые преимущества

Возможность применения технологий, подходящих для решения конкретных задач, позволяет повысить эффективность и экономичность раннего обнаружения проявлений/поглощений и способствует

устранению проблем, связанных с геодавлением.

Как на этапе бурения, когда уровень неопределенности высок, так и на остальных этапах вплоть до разработки, когда все проблемы уже выявлены, улучшение понимания состояния скважины, определение внутрискважинного давления и параметров потока бурового раствора обеспечивает существенное повышение уровня безопасности и снижение рисков.

Подбор EKLD в соответствии с поставленной задачей

Технология раннего обнаружения проявления/поглощения, используемая на многих скважинах по всему миру и подобранная в соответствии с особенностями каждой из них, повышает эффективность управления скважинами.

Использование комплексной технологии EKLD и услуг по бурению с регулируемым давлением позволило справиться со сложнейшими условиями Северного моря. Скважина была пробурена до проектной глубины, несмотря на узкий коридор допустимых давлений и нестабильность скважины.

Время, необходимое на бурение другой скважины в Северном море, удалось сократить на 75 дней благодаря использованию встроенной системы Microflux и поверхностного газоанализатора GC-TRACER. Уникальный метод

применения технологии EKLD и системы управления обеспечивает раннее обнаружение и возможность контроля газопровывлений.

Использование услуг в отношении геодавления (GPC) при бурении на юге Каспийского моря позволило сэкономить порядка 8 млн долл. США при решении проблем, связанных с проявлениями/поглощениями. Эти успехи способствовали повышению эффективности строительства скважины и стали основой для дальнейшей разведки.

В странах Юго-Восточной Азии консультационные услуги по оценке давлений позволили выявить и решить проблемы проявлений/поглощений в скважине с высокими показателями давления/температуры (НР/НТ) и рядом проблем с давлением, имевших место в прошлом. В соответствии с рекомендациями GPC следует также использовать компоновку низа бурильной колонны (КНБК) для бурения скважины до указанного значения общей глубины в более сжатые сроки.

При морском бурении в Египте восемь попыток пробурить

разведочную скважину закончились неудачно вследствие циклического возникновения проявлений/поглощений. Использование системы управления Microflux в комбинации с системой непрерывной циркуляции, принадлежащей оператору, позволило обеспечить бурение скважин с высокими показателями давления/температуры до проектной глубины.

В Восточном Техасе (США) бурение скважины в жилом районе было остановлено и сработал превентор, когда после остановки насоса система Microflux выявила увеличение притока флюида. Между остановкой насоса и остановкой бурения прошло всего три минуты, проявление составило 35 баррелей, что позволило избежать полномасштабной ГНВП с возможной последующей потерей буровой установки.

Применение EKLD и системы Microflux привело к существенной экономии времени и средств при бурении в Мексиканском заливе. Раннее обнаружение поглощения бурового раствора и проявлений в разведочных скважинах позволяет

выполнять точную и эффективную регулировку параметров скважины с высоким давлением.

Геолого-технологические исследования позволили на два дня сократить расчетное время бурения разведочной скважины в Северном Кувейте. Применение EKLD в комбинации с измерением параметров потока бурового раствора позволило выявить проявление на ранней стадии и принять соответствующие меры, в результате чего удалось избежать серьезных последствий.

Высокая концентрация опасного сероводорода осложняла бурение скважины с высокими показателями давления/температуры в Кувейте. Удалось предотвратить ситуацию, требующую мер по регулированию работы скважины, когда в ходе ГТИ было выявлено падение устьевого давления на 300 фунт/кв. дюйм (2,07 МПа), после чего произошло увеличение объема бурового раствора. Проверка параметров потока позволила своевременно подтвердить проявление и оперативно принять меры по предотвращению опасных последствий. ●

ОАО «АЛТАЙГЕОМАШ»

Завод основан в 1953 году.
Предприятие производит более 20 наименований оборудования.

ПРОДУКЦИЯ, ВЫПУСКАЕМАЯ ОАО «АЛТАЙГЕОМАШ»:

- Мобильные буровые комплексы для бурения и капитального ремонта скважин: МБК АЛТАЙ 125, МБК АЛТАЙ 145, МБК АЛТАЙ 165, МБК АЛТАЙ 185, МБК АЛТАЙ 205;
- Буровые станки СКБ-51, ЗИФ-650М, ЗИФ-1200МР, ЗИФ-1200МРК, ЗИФ-1200МРКБ, СБ-2ГН, СБП-150;
- Буровые установки УКБ-5С на шасси УРАЛ-4320, УКБ-5СТ-Э и УСБ-5ТМ на шасси трелевочного трактора, ПБУ-650 и ПБУ-1200 на саях и пневмоходу;
- Буровые (грязевые) насосы НБ-160/63;
- Механизм свинчивания и развинчивания труб РТ-1200;
- Спуско-подъемный инструмент, запасные части и комплектующие

656037, г.Барнаул, ул.Северо-Западная, д.2
т.(3852)77-73-95, 77-85-53
ф.(3852)77-84-81, 77-89-86
Отдел продаж: 614036, г.Пермь
ул. Космонавта Беляева, д.19, офис 306, 307
т. (342)201-70-63, ф.(342)201-70-62
www.ageomash.ru; e-mail : ageomash@yandex.ru

POSEIDON, MANGUST И MULTISTAGE UNLIMITED SYSTEM

МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГРП ПРИ ПОМОЩИ ТЕХНОЛОГИИ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Традиционные технологии бурения вертикальных скважин и последующий гидроразрыв пласта не обеспечивают достижения высокого показателя коэффициента извлекаемости углеводородов и допустимой рентабельной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. При отсутствии прочных глинистых пропластков происходит неконтролируемый рост трещины, что приводит к высокой начальной обводненности продукции. Какие технологии разработки месторождений, позволяющие обойти «острые углы» процесса предлагают сегодня специалисты?

Юрий Нагорняк,
Генеральный директор,
ООО «ЕВС»

Эффективным методом разработки месторождений является бурение горизонтальных скважин с применением многостадийного ГРП. Он характеризуется сложным геологическим строением, ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами и наличием подошвенной воды. С увеличением горизонтальных участков стволов длина скважины, технология многоступенчатого и селективного гидроразрыва пластов становится все более необходимой.

Внедрение системы для селективного гидроразрыва пластов при помощи технологии гибкой трубы (ГНКТ), которое развивает EWS Holding AG – основное направление по увеличению добычи углеводородов. Специалисты EWS Holding AG, совместно с американской NCS, разработали ряд технологий, нацеленных на повышение эффективности и снижение затрат. К ним относится селективный инструмент для абразивной перфорации Poseidon, система гидроразрыва Mangust, и мультистадийная система Multistage Unlimited System.

Каковы же возможности и функциональное устройство каждой из этих технологий?

Poseidon: селективный инструмент для абразивной перфорации

Poseidon предназначен для повышения эффективности абразивной перфорации в сочетании с возможностью проведения многоступенчатого ГРП и представляет собой запатентованный внутрискважинный инструмент для перфорации заданных интервалов. Поток жидкости может быть выборочно направлен в режиме прямой циркуляции до компоновки низа гибкой трубы – процесс струйной резки жидкостью с абразивом



РИС. 1

и в обратном направлении. Это переключение может производиться неограниченное число раз с использованием одного (обычного) направления потока.

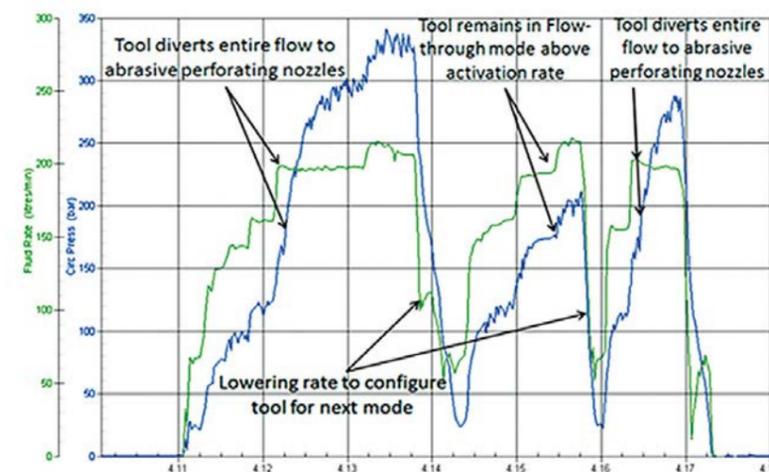
Режимы потока жидкости в инструменте Poseidon изменяется за счет последовательного изменения расхода жидкости, а обратная связь на поверхность осуществляется за счет показаний давления на насосе.

За несколько секунд инструмент может быть переключен из режима перфорации в режим обратной циркуляции. В режиме прямой циркуляции падение давления на гидромониторах подачи абразивной жидкости не представляет препятствия для увеличения расхода до максимума. Увеличение скорости нагнетания можно использовать для вымывания из ствола скважины перфорации или гидроразрыва; при необходимости его можно использовать для разобщения интервалов – установка песчаной пробки из сшитого полимера.

Эксплуатация

При спуске в скважину инструмент находится в режиме прямой циркуляции. Это позволяет промыть

РИС. 2. 2-1/8" Модуль Poseidon с гидромониторами 3 x 3 мм на колонне в 5800 м ГТ 1-3/4"



скважину. Затем инструмент переводится в режим перфорации: закачивается пескосодержащая жидкость – обсадная колонна перфорируется. После перфорации инструмент переводится в режим вымыва – использованный песок удаляется из ствола.

Инструмент на гибкой трубе поднимается и устанавливается выше зоны перфорации. После закачки жидкости гидроразрыва скважина может быть промыта до нужной глубины, а в случае, если требуется дополнительная

изоляция предыдущей зоны, может быть установлена песчаная пробка. После этого инструмент помещается на глубину следующей зоны, переключается в режим перфорации и цикл повторяется. После обработки всех зон скважины можно промыть ее ствол до фактической глубины и приступить к ее освоению газифицированным азотом.

Все операции по гидроразрыву и операции с ГТ выполняются без подъема инструмента на поверхность. Процесс подготовки

скважины к следующему ГРП занимает менее одного часа. Это дает значительную экономию времени по сравнению с другими системами абразивной или обычной перфорации при проведении ГРП и последующей операции по вымыву пропанта.

Инструмент Poseidon производится в двух типоразмерах 2-1/8" и 2-7/8", и оснащается необходимым шлейфом инструментария для струйной перфорации для каждой конкретной операции.

Mangust: система для гидроразрыва пласта

Система Mangust, используется для проведения ГРП в нескольких интервалах за одну спускоподъемную операцию ГНКТ. Система представляет собой сборку внутрискважинного инструмента, позволяющего проводить операции, как в вертикальных скважинах, так и в горизонтальных, – в эксплуатационных колоннах без специальной оснастки.

Компоновка состоит из локатора муфт, отсекающего пакера, песткоструйного перфоратора и клапанов для обратной циркуляции.

Система гидроразрыва пласта Mangust разобщает несколько интервалов и воздействует на них



Комплекс койлтубинг и дополнительное оборудование для проведения пескоструйной перфорации

в ходе одной операции спуско-подъема ГНКТ и традиционно используется, когда скважина уже обсажена. Система гидроразрыва пласта Mangust позволяет производить гидроразрыв как в уже перфорированных интервалах, так и производить гидроразрывную перфорацию непосредственно перед самим ГРП.

и той же мостовой пробкой многократной установки. Затем по гибкой трубе к перфоратору производится закачка абразивной смеси; жидкость с абразивом перфорирует обсадную колонну и продуктивный пласт. После перфорации существует возможность произвести циркуляцию или закачку

- ГРП в более чем 30 000 интервалах;
- 40 интервалов в одной скважине;
- 5800 тонн пропана за одни СПО.

При ГРП гибкую трубу также можно использовать в качестве неподвижной колонны, с помощью которой можно оперативно получить данные о состоянии забоя и использовать их для изменения параметров операции в процессе работы.

После завершения работ системой Mangust нет необходимости в удалении применяемой оснастки, которая обычно, после поинтервального разрыва пласта, подлежит разбуриванию.

Multistage Unlimited System: мультистадийная система для ГРП

Система ГРП и разобщения интервалов Multistage Unlimited обеспечивает беспрецедентную свободу при проведении многоступенчатых заканчиваний скважин. Фактически, она не имеет ограничений по количеству интервалов и их размерам. Сегодня стало экономически и технически возможным производить многоступенчатое заканчивание в соответствии с оптимальным для Заказчика проектом эксплуатации. Система состоит двух основных элементов: скользящих муфт, спускаемых в компоновке хвостовика, а также компоновки для ГРП и изоляции нижележащих интервалов, которая спускается

Система ГРП и разобщения интервалов Multistage Unlimited обеспечивает беспрецедентную свободу при проведении многоступенчатых заканчиваний скважин

Вместо скользящих муфт, в системе Mangust применяется гидроперфорация абразивной средой в запланированных точках гидроразрыва. Гидроперфорация одного интервала занимает примерно 45 минут. Система Mangust более экономична, чем технологии многоступенчатого ГРП, использующие скользящие муфты, приводимые в действие шаровым клапаном, или прокачиваемые пробки для разобщения интервалов.

Привязка интервала к требуемой глубине перфорации осуществляется при помощи локатора муфт. Продуктивный горизонт ниже зоны перфорации изолируется мостовой пробкой многократной установки.

Таким образом, по мере продвижения перфоратора вверх – от самого нижнего горизонта до верхнего, – нижние, уже перфорированные горизонты, каждый раз, изолируются одной

по трубному или затрубному пространству гибкой трубы рабочей жидкости или кислоты. ГРП производится по затрубному пространству гибкой трубы, после завершения которого вымываются остатки проппанта.

По окончании операции при подъеме/перемещении компоновки на вышележащий интервал мостовая пробка снимается и перемещается к следующему месту установки – цикл перфорации повторяется.

Эти технологии применялись на месторождениях США, Канады, Австралии, где подтвердили высокую эффективность – увеличение дебита углеводородов и кратное сокращение временных затрат на проведение операций по сравнению с существующими на сегодняшний день аналогами.

С момента испытания и внедрения система гидроразрыва пласта Mangust выполнено:



РИС. 3. Схема компоновки системы Mangust

РИС. 4. Компоновка для ГРП и изоляции нижележащих горизонтов



на гибкой трубе и используется для смещения скользящих муфт в положение «открыто» отверстий для закачивания жидкости для ГРП, а также для герметизации нижележащих горизонтов.

Для разобщения интервалов в системе не требуются пробки, продавливаемые по колонне, или шаровые клапаны для открытия скользящих муфт. Герметизация затрубного пространства может выполняться цементом или затрубным пакером.

Система ГРП и разобщения интервалов Multistage Unlimited обеспечивает беспрецедентную свободу при проведении многоступенчатых заканчиваний скважин

Скользящие муфты

Скользящие муфты Multistage Unlimited устанавливаются в компоновку хвостовика. Муфты имеют такой же внутренний диаметр, прочность на смятие и прочность на разрыв, как и сама колонна. После того, как внутри обсадной колонны устанавливается мостовая пробка многократной установки, муфта механически сдвигается компоновкой на гибкой трубе в положение «открыто».

Компоновка для ГРП и изоляции нижележащих горизонтов

Модуль спускается в скважину на гибкой трубе и состоит из следующих компонентов:

- мостовой пробки многократной установки;
- переводника с уравнивающим клапаном, который может так же использоваться для обратной циркуляции;
- переводника с гидроабразивным перфоратором;

- механического локатора муфт.

Порядок действий при проведении операции по ГРП

Компоновка для ГРП и изоляции нижележащих горизонтов спускается на гибкой трубе в интервал, где установлена скользящая муфта. Механический локатор обсадных муфт фиксируется в соответствующем пазу скользящей муфты. Затем производится установка мостовой пробки/пакера. Якорь пакера расклинивается внутри муфты, а

уплотнительный элемент пакера герметизирует обсадную колонну ниже по стволу. Небольшое движение колонны гибких труб, а также создание давления в затрубном пространстве смещают муфту в положение «открыто», тем самым открывая отверстия и обеспечивая доступ для подачи жидкости гидроразрыва.

По движению колонны гибких труб и жесткому упору муфты оператор убеждается в том, что муфта сдвинута. Кроме того, держатель локатора муфт закрывается, втягивая выступающие упоры локатора, что дает ещё один сигнал о том, что муфта сдвинулась.

Кислота или другие технологические жидкости можно подать по затрубному пространству гибких труб в зону проведения гидроразрыва, обеспечивая циркуляцию по внутреннему пространству колонны гибких труб.

В процессе гидроразрыва, гибкие трубы изолированы ниже точки ГРП, что позволяет получать данные о фактическом давлении в точке гидроразрыва, служащие для оптимизации распределения проппанта.

В случае выпадения проппанта, его можно оперативно удалить через гибкие трубы обратной промывкой. После продавки жидкости в зону гидроразрыва, натяжением гибкой трубы открывается циркуляционный клапан и возвращает мостовую пробку в исходное положение.

После этого компоновка для ГРП перемещается вверх к следующему интервалу ГРП – скользящей муфте, и вся последовательность действий повторяется.

В практике, время между гидроразрывами составляет около 5 минут, а ГРП каждого интервала составляет около 30 минут, в зависимости от объема закачки проппанта.

После извлечения из ствола компоновки для ГРП скважина готова к эксплуатации, поскольку в стволе не остается элементов, подлежащих извлечению, и пробок или седел шаровых кранов, требующих разбуривания – равнопроходной ствол, в котором ничто не препятствует начать добычу или производить ремонтные работы.

Эта технология применяется по всему миру и к 1 августа 2012 года было установлено 7288 муфт, закончено 2040 скважин; 31 843 интервалов ГРП, 44 интервалов ГРП выполнено за один СПО, 20 интервалов ГРП выполнено за 10 часов и закачено 3482 тон проппанта. ●

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ПОКОЛЕНИЯ NEXT

Сегодня к наземным буровым установкам, применяемым для разведочного и эксплуатационного бурения на нефть и газ, предъявляются высокие требования по безопасности эксплуатации, снижению влияния на окружающую среду, монтажеспособности, мобильности и улучшению эксплуатационных параметров. Цель этих требований – достижение общего снижения стоимости разведки и добычи углеводородов, а также улучшение условий работы. Что поможет реализовать эти задачи?

Юрий Парнивода,
Генеральный директор ООО «Дриллмек Р»

Повышение уровня безопасности

Конструкции и технологии наземных буровых установок долгое время оставались консервативными и традиционными, в то время как скважинные оборудование и инструмент, технологии бурения претерпели значительные изменения. Это и потребовало применения инновационных подходов к проектированию буровых установок и их узлов. Инновационные подходы необходимы, прежде всего, для удовлетворения новых сложных требований отрасли, нуждающейся в повышении безопасности работ, улучшении производственных показателей и достижении конкурентных стоимостных показателей. За последние годы в разработке наземных буровых установок применяется много новых технологий, в том числе технологии морского бурения. Мировой опыт применения буровых установок показывает, что эффективность их работы напрямую зависит от использования средств автоматизации, особенно в таких повторяющихся операциях, как спуско-подъемные операции бурильных труб. Автоматизация не только позволяет уменьшить количество персонала буровой бригады, но и, как следствие, повышает уровень безопасности работ на буровой площадке.

Разработанные и выпускаемые компанией DRILLMEC (Италия) автоматические буровые установки гидравлического типа являются революционным, принципиально новым образцом оборудования – на

сегодня это наиболее новаторское предложение для нефтегазовой промышленности.

Новая концепция буровых установок

Автоматизированные буровые установки гидравлического типа серии НН были разработаны компанией Drillmec для обеспечения высоких стандартов безопасности ведения буровых работ, их высокой эффективности, снижения стоимости бурения и уменьшения воздействия на окружающую среду. Эти буровые установки требуют в два раза меньшей территории для размещения оборудования, чем традиционные, обеспечивают самые быстрые монтаж-демонтаж и транспортировку на другую точку, сокращают непроизводительные время и расходы, обладают



РИС. 1. Автоматизированная буровая установка гидравлического типа НН-300

высокими эксплуатационными характеристиками.

Буровые установки уникальной конструкции имеют форму, значительно отличающуюся от традиционных буровых установок (рис. 1). Целью создания такой конструкции были увеличение уровня безопасности работы буровой бригады и улучшение технико-экономических показателей бурения. В конструкции буровой установки НН используется различное гидравлическое оборудование для максимальной автоматизации процесса бурения. Управление всеми функциями буровой установки производится из кабины бурильщика.

Буровые установки серии НН выпускаются с номинальной статической грузоподъемностью на крюке от 70 до 350 метрических тонн, что дает возможность бурить скважины глубиной до 5000 м в зависимости от конструкции и профиля скважины. Поэтому буровые установки этого дизайна потенциально могут быть широко востребованы, поскольку 90% буримых сегодня на суше в мире нефтяных, газовых и геотермальных скважин находятся в пределах технических возможностей этой серии.

Разработана и находится в производстве самая большая буровая установка серии НН,

предназначенная для работы в условиях Саудовской Аравии, грузоподъемностью на крюке – 600 тонн.

Буровые установки серии НН интегрированы с базой трейлера, на котором они и транспортируются как одно целое. Данные установки самоподъемные – с помощью гидравлических цилиндров они выдвигаются в рабочее положение на требуемую высоту.

Автоматизация рабочих операций

Концепция максимальной автоматизации данных буровых установок позволяет осуществлять большинство рабочих операций процесса бурения, включая спуско-подъемные операции (СПО) колонн бурильных и насосно-компрессорных труб (НКТ), с наилучшими эксплуатационными показателями. Полностью автоматизированный трубный манипулятор, управляемый из кабины бурильщика, позволяет совершать СПО без вмешательства

Автоматические буровые установки гидравлического типа компании DRILLMEC (Италия) являются революционным образцом оборудования

оператора, не требует присутствия персонала на рабочем полу. Функции рабочих на буровом полу ограничиваются лишь смазкой резьбовых соединений труб и сменой компоновок низа бурильных колонн (КНБК).

Таким образом, для эксплуатации буровых установок серии НН требуется буровая бригада меньшей численности, чем для традиционных буровых установок. Это называется работа «без рук» – персонал не имеет непосредственного контакта с вращающимися трубами, трубными ключами и лебедками, никто не подвергается риску попасть под падающие предметы.

Буровые установки серии НН отличаются от других самоподъемная гидравлическая телескопическая мачта, в которую интегрированы мощный гидроцилиндр и система верхнего гидропривода. Мачта буровой установки серии НН имеет иную конструкцию, чем мачта традиционной буровой установки. На данной буровой установке нет буровой лебедки и талевой



РИС. 2. Буровая установка НН-300 в Техасе

системы, нет балкона верхового рабочего и, соответственно, не требуется верховой рабочий. Все это заменено мощным гидроцилиндром, который является основным грузоподъемным элементом буровой установки. Самоустанавливающаяся мачта уменьшенной высоты. После

подъема базы буровой установки на требуемую высоту подроторного основания мачта поднимается в вертикальное положение двумя гидравлическими цилиндрами. Так же устанавливается в рабочее положение и верхний привод. Верхний привод оборудован динамометрическим ключом; может двигаться горизонтально, что позволяет ему перемещать трубы из шурфа для «однотрубки» к центру скважины, и наоборот. Кроме того, буровая установка оборудована автоматическим трубным манипулятором, который поворачивается внутри уникальных вертикальных стеллажей-магазинов для бурильных труб, радиально расположенных вокруг буровой площадки. Эти вертикальные стеллажи состоят из определенного количества мобильных магазинов. Количество магазинов зависит от размера и типа буровой установки.

Захваты трубного манипулятора установлены на вертикальной вращающейся башенной опоре и оснащены двумя зажимами каждый. Этими зажимами манипулятор

захватывает бурильную трубу из любого магазина и перемещает ее в шурф для наращивания, или наоборот, в зависимости от предварительно заданной последовательности.

Система функционирует автоматически в последовательности, управляемой программируемым логическим контроллером (ПЛК), при этом у оператора-бурильщика сохранена возможность управления всеми системами буровой со своего пульта управления в кабине (рис. 4). В комплект поставки буровых установок серии НН входит также гидравлический силовой трубный ключ с автоматическими захватами.

Система вертикальных стеллажей-магазинов для труб устанавливается на полукруглой решетке вокруг буровой площадки, что позволяет быстро монтировать и демонтировать буровую установку. Кроме того, магазины для труб транспортируются и перегружаются, будучи полностью заполненными трубами (обычно по 16 труб на магазин), что значительно экономит время и снижает риски, связанные с погрузкой и разгрузкой труб.

Трубы можно легко заменять, поменяв магазины, уже заполненные другими трубами, не прерывая при этом процесса бурения. Буровые установки серии НН предназначены для работы с бурильными трубами стандартного типоразмера диапазона длины R III (~ 12,5 м), однако трубы длиной ~ 9,5 м также могут применяться без каких-либо изменений и регулировки оборудования.

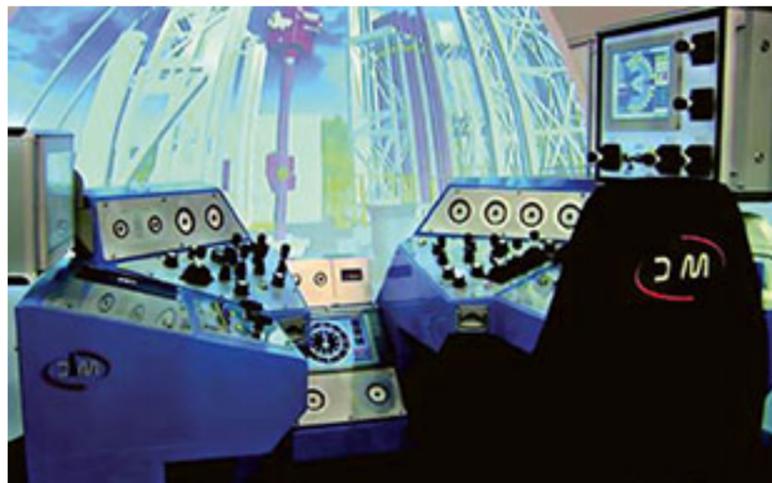


РИС. 4. Пульт оператора-бурильщика

Другим важным элементом, позволяющим эксплуатировать буровые установки серии НН в автоматическом режиме, является гидравлический силовой трубный ключ, который размещается

5). Все лавные модули буровой установки НН значительно меньше по массе, чем аналогичные традиционные, и для быстрой транспортировки монтируются на полуприцепах.

Только буровые установки серии НН обладают уникальной способностью создавать дополнительное вертикальное усилие на бурильный инструмент

позади закрепленной части основания мачты, регулируется по высоте, управляется с пульта бурильщика, вращается вперед и назад относительно центра скважины для свинчивания и развинчивания трубных соединений без применения ручного труда.

Только буровые установки серии НН обладают уникальной способностью создавать дополнительное вертикальное усилие на бурильный инструмент (долото), что является огромным преимуществом во многих критических ситуациях.

Величина создаваемой нагрузки – от 20 до 40 тонн, в зависимости от типа буровой установки.

Как показала мировая практика, буровые установки серии НН особенно применимы и экономически эффективны при бурении наклонно-направленных скважин с большими зенитными углами и горизонтальных скважин.

Габаритные размеры и весовые характеристики буровых установок серии НН значительно меньше эквивалентных по мощности и грузоподъемности традиционных буровых установок (рис. 3, рис.

Параметры бурения можно регулировать гидравлическим верхним приводом в процессе работы. Верхний привод обеспечивает автоматическое бурение с постоянной нагрузкой на долото или с постоянной скоростью вращения, выбранными оператором-бурильщиком со своего пульта управления. Также можно установить максимальное достигаемое значение нагрузки



РИС. 6. Гидравлическая буровая установка серии НН в Исландии

на крюке (на мачту). Эти конструктивные особенности буровых установок НН в сочетании с возможностью обратной проработки ствола скважины снизу вверх во время подъема бурильного инструмента снижают риски прихватов бурильных труб.

Точность и бесперебойность

Каждая повторяющаяся операция становится бесперебойной, предсказуемой и более быстрой, в основном, потому, что она не обусловлена поведением человека. Спуско-подъемные операции производятся почти полностью автоматически, вне зависимости от ручного труда и независимо от времени суток и погодных условий. На рис. 5 показана бесперебойность спускоподъемных операций. В среднем производится 50 свинчиваний – развинчиваний в час. Так как обычно используются бурильные трубы диапазона длины R III (супердлототрубки), то скорость СПО составляет в пределах ~ 600 м/ч, что является очень конкурентным показателем по сравнению со скоростью СПО любой традиционной буровой установки, на которой используются двоянные бурильные трубы-свечи. Затраты времени на наращивание труб в процессе бурения также очень незначительны, что положительно влияет на общее время бурения.

Более того, работа, основанная на гидравлическом давлении главного цилиндра, позволяет точно управлять нагрузкой на долоте – с помощью системы «тонкой настройки» можно

РИС. 8. Диаграммы сравнения средних эксплуатационных показателей бурения традиционной буровой установки и НН 200



запрограммировать желаемую нагрузку, поддерживая ее постоянной на протяжении всего времени бурения данного интервала. Следовательно, любые изменения в скорости проходки будут зависеть только от изменений характеристик разбуриваемых пород. Такие изменения в скорости проходки дают ценные указания для бурильщика или геолога. Технические возможности буровых установок НН, и особенно возможность управления нагрузкой на долото, обеспечивают наиболее точное, легкое и скоростное бурение в любых условиях (рис. 8).

И последнее, но не менее важное. Важно подчеркнуть, что более безопасная и менее трудоемкая работа на новых автоматизированных буровых установках с использованием передовых технологий привлечет в отрасль молодых высокообразованных, легко обучаемых инженеров, в которых остро нуждается нефтегазовая промышленность. Это поможет решить вопрос дефицита квалифицированного персонала в глубоком бурении.

Буровые установки НН серии: минимизация аварийности и травматизма

Большинство несчастных случаев на буровых установках происходят на буровом полу. Часты повреждения рук и пальцев в результате зажатия между подвешенной трубой и трубой, находящейся в клиньях ротора, удары и затаскивания

рук вращающимися колоннами, раздробление рук трубным ключом, лебедкой или цепью.

Такие несчастные случаи происходят с людьми, работающими вблизи движущихся механизмов и подвергающихся опасности столкновения с ними. Подобное часто случается при спуско-подъемных операциях на традиционных буровых установках, где много людей выполняют тяжелую ручную работу в довольно ограниченной зоне бурового пола. На буровых установках серии НН, обслуживаемых меньшим числом рабочих, где большинство операций выполняются автоматически или

Минимальное число происшествий на буровых установках НН говорит о том, что они обеспечивают бригадам высочайший уровень безопасности

с дистанционным управлением, возможность несчастных случаев значительно ниже. А вероятность быть травмированным падающими предметами практически исключена, так как здесь нет человеческого присутствия сверху, над буровым полом, а подъемные операции производятся посредством телескопического движения гидравлической мачты вместо буровой лебедки и талевых канатов, как на традиционных буровых установках.

Минимальное число происшествий на действующих буровых установках НН свидетельствует о том, что они обеспечивают буровым бригадам самый высокий уровень безопасности.

Автоматизация рабочих операций, централизованное управление и уменьшенная численность персонала буровой бригады обеспечивают простоту и наибольшую эффективность технического обслуживания и эксплуатации буровой установки, – это залог большей производительности и меньшей стоимости работ.

Более комфортные и менее утомительные условия работы стимулируют персонал более продуктивно выполнять свои обязанности.

Уникальная конструкция буровых установок серии НН, направленная на обеспечение безопасности их эксплуатации, достигаемая в основном за счет автоматизации большого числа компонентов, может быть в дальнейшем усовершенствована с целью достижения полной автоматизации буровых установок и сведения к нулю травматизма и аварийности в бурении.

Сегодня уже больше сотни автоматизированных буровых установок серии НН успешно работают на различных нефтегазовых месторождениях по всему миру (Аргентина, Австралия, Венесуэла, Бразилия, Колумбия, Перу, Конго, Египет, Ливия, Саудовская Аравия, Индия, Китай, Исландия, Италия, Германия, Нидерланды, Румыния,

Великобритания, США, Украина и др.), подтверждая безупречность данной технологии выдающимися результатами, такими как: безаварийные условия труда, снижение стоимости бурения и затрат на логистику, повышение скоростей бурения, более точное управление параметрами бурения, уменьшение воздействия на окружающую среду.

Разработанные и выпускаемые компанией Drillmec автоматические буровые установки гидравлического типа являются революционным, принципиально новым образцом оборудования – на сегодня это наиболее новаторское предложение для нефтегазовой промышленности. ●

ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ



Наряду с возрастающим объемом промышленного внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях отрасли в масштабе опытно-промышленных испытаний находятся новые технологии или усовершенствованные известные методы. Применение методов ПНП способствует поддержанию и стабилизации добычи нефти на месторождениях. Для обоснованного применения разработанных композиций в технологиях целесообразным является использование комплексных подходов, повышающих эффективность мероприятий. Каковы эти подходы?

Риваль Фахретдинов, Генеральный директор, ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», Профессор, д.х.н.

Галия Якименко, Советник генерального директора, ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» к.т.н.

Большая часть нефтяных месторождений отрасли вступили в позднюю стадию разработки, доля трудноизвлекаемых запасов месторождений неуклонно растет. Прогрессирующее обводнение скважин и пластов, выбытие скважин из действующего фонда по причине предельной обводненности и физического износа, снижение эффективности проводимых геолого-технических мероприятий, уменьшение добычи нефти – вот видимые сложности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Традиционные методы не

позволяют извлечь остаточные запасы нефти месторождений и актуальными являются методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) и интенсификации добычи нефти (МИДН). Использование МУН при разработке с заводнением предполагает решение следующих задач:

Во-первых, повышение гидродинамической составляющей метода заводнения в результате цикличности процесса закачки, изменения направления фильтрационных потоков, организации новых очагов заводнения, оптимизации плотности сетки скважин, форсированного отбора и др. Это задача гидродинамических МУН.

Во-вторых, снижение различия физико-химических свойств пластовой нефти и вытесняющей воды за счет добавок в последнюю ПАВ, полимеров-загустителей, щелочей и других химических реагентов, позволяющих снизить

межфазное натяжение на границе нефть – вода, повысить вязкость воды, улучшить ее отмывающие свойства; это задача физико-химических МУН.

В-третьих, определенная роль отведена тепловым, газовым и микробиологическим МУН. В отрасли известна следующая классификация МУН и МИДН:

Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

Газовые методы:

- закачка воздуха в пласт;
- воздействие на пласт углеводородным газом;
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ;
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;

- вытеснение нефти кислотами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов;
- микробиологическое воздействие.

Гидродинамические методы:

- Бурение БС, ГС;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение на газонефтяных залежах;
- нестационарное циклическое заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение.

с целью улучшения нефтедобычи: EOR (Enhanced Oil Recovery) и IOR (Improved Oil Recovery). К первому в основном относятся методы, которые основаны на применении вытесняющих агентов, отличных от воды (тепловые, газовые, химические и микробиологические методы); второй термин включает скважинные технологии и другие методы воздействия, приводящие к интенсификации нефтедобычи и косвенно к увеличению нефтеотдачи.

Для лучшего понимания отличий зарубежных подходов к пониманию

В настоящее время насчитывается более сотни различных модификаций соответствующих технологий, связанных с методами увеличения нефтеотдачи

Группа комбинированных методов:

- сочетаются гидродинамический и тепловой методы;
- гидродинамический и физико-химический методы;
- тепловой и физико-химический методы;
- другие аналогичные методы.

Физические методы увеличения дебита скважин:

- гидроразрыв пласта;
- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие;
- другие аналогичные методы.

В настоящее время насчитывается более сотни различных модификаций соответствующих технологий. Существующее многообразие классификаций и терминов, связанных с методами увеличения нефтеотдачи, в каждом случае требует четких разъяснений. Это касается методов воздействия на призабойную зону скважин, которые во многих случаях необоснованно включаются в отчетность по МУН. То же самое относится к технологии гидроразрыва пластов, направленной на интенсификацию добычи нефти и несущественно влияющей на конечный КИН.

По данным, представленным на рис.1, можно сравнить объемы добываемой нефти в результате применения тепловых, химических и газовых методов в России и за рубежом (1970–1993 гг.).

За рубежом общеприняты два термина, объединяющих методы воздействия на нефтяной объект

нашей стране и за рубежом. В США и других капиталистических странах практически не внедряются физико-химические МУН, хотя число опытных участков для их испытания заслуживает внимания. Рентабельность указанных МУН низкая в связи с высокой стоимостью химических реагентов и невысокой технологической эффективностью всех известных их модификаций. В США ни один проект полимерно-химического воздействия (в том числе с применением биополимеров) не признали экономически состоятельным по сравнению с проектами теплового (термического) и газового (включая воздействие CO₂) воздействий.

Если проанализировать текущее состояние работ по применению методов в России, можно сделать несколько выводов:

- Работы по применению тепловых методов не проводятся.
- Проекты по закачке углеводородного газа осуществляются в вариантах единичных опытных работ.
- Проекты по закачке двуокиси углерода не проводятся.
- Из химических методов технологии ПНП с применением полимеров были известны в течение многих десятилетий, в настоящее время полимерное заводнение не используется в связи с низкими значениями технологической эффективности.

МУН от превалирующих в настоящее время в России, стоит обратить внимание на действующие в разных странах мира. Химическое воздействие осуществляется на месторождениях Франции; закачка газа – на объектах месторождений Турции; в Китае, Индии, Индонезии – термическое и химическое воздействие; в Ливии, Мексике, Техасе, Калифорнии – закачка газа; в Венесуэле – закачка газа, термическое и химическое воздействие; в Колумбии – термическое воздействие и т.д.

Нельзя не признавать существенной разницы по состоянию реализации МУН в

РИСУНОК 1. Добыча нефти от применения методов увеличения нефтеотдачи (1970–1993 гг.)

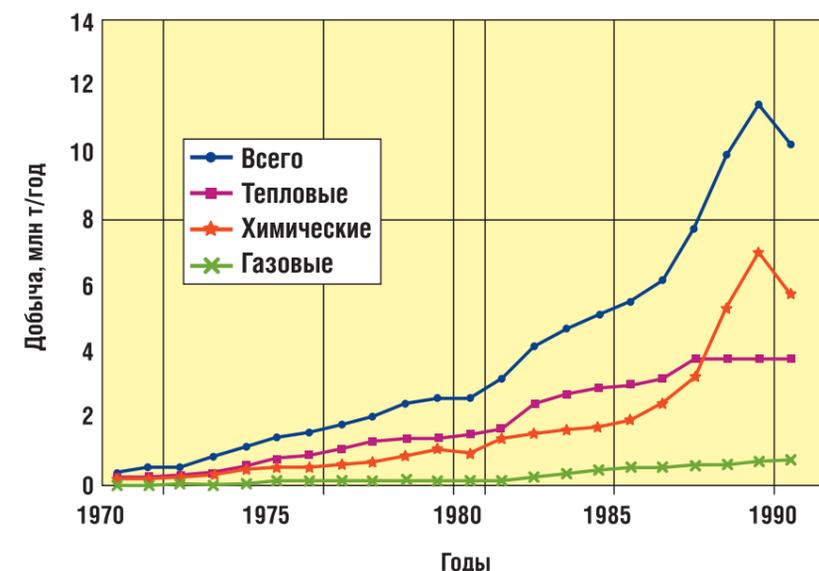


РИСУНОК 2. Перечень действующих проектов по странам мира



• Направленность применения растворов ПАВ в технологиях ПНП, в основном, это обработки призабойной зоны скважин.

В России накоплен большой экспериментальный и промышленный материал, полученный при изучении критериев и геолого-физических условий применения, испытании и совершенствовании технологий физико-химических МУН. Одним из важных доводов полезности научного обобщения является объективный научный

эффективного применения метода, с использованием результатов лабораторного обоснования применения технологии к конкретным геолого-промысловым условиям объекта воздействия, результатов моделирования показателей разработки участков воздействия и технологических процессов, с учетом опыта применения технологии на месторождениях-аналогах, а также необходим расчет экономической рентабельности метода.

методов. Компания плодотворно сотрудничает с институтами РАН и основными факультетами Башкирского Государственного Университета с привлечением к работе передовых ученых в области полимерной и коллоидной химии. Проведенные исследования позволили разработать ряд эффективных технологических и химических решений, а также оптимизировать известные в отрасли методы.

При выполнении технологических мероприятий на скважинах осуществляется полный цикл работ, связанный с анализом разработки месторождений, скважин-кандидатов, составлением программы работ, проведением технологических операций на скважинах и мониторингом технологической эффективности. В компании имеется своя собственная производственная база по наработке химических реагентов с целью их дальнейшего внедрения в нефтегазовой отрасли. Основными направлениями деятельности предприятия являются гелеобразующие составы и технологии для ограничения водопритоков на добывающих объектах, перераспределения потоков нагнетаемой воды в системе ППД, модифицированные кислотные составы для ОПЗ карбонатных и терригенных коллекторов,

В России накоплен большой экспериментальный и промышленный материал, полученный при изучении критериев и геолого-физических условий применения

анализ, как теоретического материала, так и практических данных, полученных в результате промысловых испытаний.

При наличии значительного количества как известных, так и модификаций уже промышленно апробированных в отрасли методов весьма затруднительно принимать окончательные эффективные решения в области ПНП. Основой для решения указанных задач должен служить комплексный инжиниринг, включающий научно обоснованную методологию выбора скважин-кандидатов, очагов воздействия технологий с уточнением критериев

Такая методология является основой при выполнении специалистами ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» работ в области применения МУН и МИДН на месторождениях отрасли. «ХимСервисИнжиниринг» входит в число звеньев в нефтяной отрасли, активно занимающейся проблемами создания, испытания и применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти от стадии лабораторной адаптации к условиям разработки месторождений, проведения опытно-промысловых испытаний и промышленного внедрения

реагенты для предупреждения и удаления АСПО, солеотложений и гидратов, депрессорные присадки для снижения температуры застывания высоковязких нефтей, нейтрализации сероводорода и легких меркаптанов в нефти и воде, ингибиторы коррозии, что охватывает практически весь спектр процессов химизации добычи нефти и газа.

Внедрение разработанных реагентов и технологий «ХимСервисИнжиниринг» осуществляет в основных ведущих нефтегазодобывающих компаниях отрасли. Указанная методология подбора скважин была успешно использована при проведении технологии выравнивания профиля приемистости (РВ-ЗП-1) на месторождениях Западной Сибири. Основу технологии составляет гомогенный водный раствор РВ-ЗП-1, содержащий гелеобразующую систему. Был выполнен анализ выработки запасов по очагам воздействия, построены геологические разрезы, определена степень влияния системы ППД на показатели эксплуатации добывающих скважин в очагах воздействия (карты изменения обводненности, расчет взаимовлияния скважин, трассерные исследования). По полученным выводам и, основываясь на критериях эффективного применения технологии, были разработаны рекомендации к применению РВ-ЗП-1. Данный подход представляется правильным. В результате проведения технологии РВ-ЗП-1 на 9 очаговых нагнетательных

скважинах получено 21418 т дополнительной добычи нефти.

В текущем году масштабно осуществляются и планируются объемы по закачке РВ-ЗП-1 на месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», филиала «Муравленковскнефть» «Газпромнефть-ННГ», «Славнефть-Мегионнефтегаз».

«ХимСервисИнжиниринг» является единственным в России дилером полимерного материала Poweltec (компания Poweltec, дочернее предприятие Французского Института Нефти и Газа Institut

уникальное изобретение компании «Poweltec», являясь мощным фазовым модификатором, оседает на стенках породы тонким слоем (2–3 мкм) и уменьшает подвижность воды в 10–100 раз без значительного изменения фазовой проницаемости по нефти. Микрогели обладают значительной устойчивостью, высоким напряжением сдвига (40,000 с-1). Отмечается стабильность реагента в пластовых условиях при высоком содержании, в присутствии H₂S, и т.д. Микрогели способны проникать в зоны пласта с очень низкой проницаемостью.

Внедрение разработанных реагентов и технологий «ХимСервисИнжиниринг» осуществляет в основных ведущих нефтегазодобывающих компаниях отрасли

Francais du Petrole), используемого в технологиях ограничения водопритоков добывающих скважин. Технология успешно зарекомендована в проектах в Канаде, Франции, Китае, Африке, России (табл.1). В течение 2012 г. запланированы опытно-промысловые работы на объектах ТПП «Когалымнефтегаз», «АНК «Башнефть».

Полимерная композиция состоит из нескольких типов полимеров различного диаметра и плотности гранул: линейный полимер, сшиватель и микрогель (рис.4). Линейный полимер позволяет максимально изолировать воду в продуктивных пластах, благодаря образованию геля. Микрогель –

«ХимСервисИнжиниринг» предлагает уникальную технологию повышения нефтеотдачи пластов «Дельта Грин Пласт» (ДГП). «ДГП-100» – комплексный реагент, включающий композицию различных ПАВ в сочетании со спиртами, позволяет добиться количественного отмыва нефти с поверхности, гидрофобизации коллектора. Как следствие, ускоряется фильтрация жидкости в продуктивном пласте, возрастает фазовая проницаемость по нефти. Реагент способствует образованию дополнительной капиллярной сетки нефтеносного пласта и увеличению размера капилляров (химическая перфорация) призабойной зоны пласта, предотвращает набухание глин, обеспечивает ингибирование осадкообразования за счет формируемых нанодисперсных сверхстабильных суспензий, минимальную фильтрацию (до 3–6 см³ 30 мин), снижение содержания воды в добываемой жидкости. ДГП-100 эффективен при вторичном вскрытии пласта (обеспечивает повышение продуктивности малодебитных скважин в 1,9 – 3,5 раза), рекомендуется при реанимации законсервированных скважин.

ОПР по успешному применению ДГП-100 на нагнетательных и добывающих скважинах проводились в «Татнефть» (2007–2009гг.), «Татнефтепром» (2005–2006гг.), «Самаранефтегаз» (2010–2011 гг.), «Оренбургнефть» (2007–2009 гг.). В 2012 г. планируется проведение



РИСУНОК 3. Перечень действующих проектов по странам мира

ТАБЛИЦА 1. Результаты применения технологии (по данным компании Poweltec)

№ п/п	Регион	Тип скв.	Тип коллектора	До обработки			После обработки			Длительность эффекта, год	Доп. добыча нефти, т
				Q жид-ти, т/сут	Q нефти, т/сут	Обв-ть %	Q жид-ти, т/сут	Q нефти, т/сут	Обв-ть %		
1	Россия	Доб.	Песчаник	320	16	95	375	45	88	0,5	5653
2		Доб.	Песчаник	500	10	98	625	25	96	1	4504
2		Доб.	Песчаник	177	39	78	65	45	31	0,5	4592
3		Доб.	Песчаник	115	12,6	89	109	60	45	0,5	8187
4		Доб.	Песчаник	160	25,6	84	150	30	80	0,4	2149
5		Доб.	Песчаник	60	16,8	72	35	17,5	50	1	3054
6	Доб.	Песчаник	110	11	90	110	55	5	0,8	6272	
Средний удельный технологический эффект на скважину-обработку											4916
1	Европа, США	Доб.	Песчаник	600	30	95	600	60	90	1	10500
2		Доб.	Песчаник	107	15	86	104	24	77	1	3240
3		Доб.	Песчаник	167	20	88	12	6	50	2	4000
4		Доб.	Песчаник	235	4,7	98	250	10	96	0,9	1500
Средний удельный технологический эффект на скважину-обработку											4810

опытно-промышленных испытаний технологии на скважинах месторождений Западной Сибири (ТПП «Когалымнефтегаз»), по результатам которых будет принято решение по промышленному внедрению метода.

применения реагентов РВ-ЗП-1, Poweltec апробированы (или запланированы к ОПР) в промышленных условиях с высокими показателями эффективности, рекомендованы для промышленного внедрения в значительных объемах.

Комплексный инженеринговый анализ геолого-промышленной информации, включающий модельные результаты, выполнение оценки привлекательности сценариев проведения конкретных методов воздействия в определенных условиях разработки месторождений, используется специалистами ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» в работах по направлению ПНП. Одним из способов стимулирования инновационной деятельности в области ПНП является возможность получения разрешения малому и среднему бизнесу на законодательном уровне использовать часть доходов для финансирования НИОКР. ●

В современных условиях разработки месторождений отрасли актуальным является промышленное внедрение высокоэффективных МУН и МИДН

Рассматриваемые технологии до стадии опытно-промышленных испытаний или промышленного внедрения подвергались процедуре применения новых аспектов в практике применения МУН. Комплексный инженеринговый подход, включающий всю цепочку информационной и модельной обеспеченности на основе геолого-промышленной базы, требует дальнейшего развития и направлен на получение оперативных рекомендаций при мониторинге разработки месторождений.

Подводя итоги следует отметить, что в современных условиях разработки месторождений отрасли актуальным является промышленное внедрение высокоэффективных МУН и МИДН. Приоритет получили МУН осадкогелеобразующего действия. Технологии на основе



2-3 октября 2012, Астана, Казахстан, Дворец Независимости



VII ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY

МИР В ЭПОХУ ПЕРЕМЕН:
Формирование устойчивого энергетического будущего



Карим МАСИМОВ
Премьер-Министр, Республика Казахстан

Мухаммед Бин Загин Аль-Хамили
Министр энергетики, ОАЭ

Герхард ШРЁДЕР
33-й канцлер Германии, член Совета директоров, Председатель Комитета акционеров Nord Stream AG

Рандал ГОССЕН
Президент, Всемирный Нефтяной Совет (ВНС)

Мехмет ХИЛМИ ГЮЛЕР
Экс-Министр энергетики и природных ресурсов, Турция

Джон ХОВАРД
25-й Премьер-Министр, Австралия



Ларри КИНГ
Ведущий Larry King Live (1985-2010)

Кямаладдин ГЕЙДАРОВ
Министр по чрезвычайным ситуациям, Азербайджанская Республика

Д-р Кристоф ФРЕЙ
Генеральный Секретарь, Всемирный энергетический совет (ВЭС)

Леонид БОХАНОВСКИЙ
Генеральный Секретарь, Форум стран-экспортёров газа

Робин ВЕСТ
Председатель, PFC Energy

Ричард ДЖОНС
Заместитель Исполнительного директора, Международное энергетическое агентство (МЭА)

УЧАСТНИКИ ПРОШЛЫХ ФОРУМОВ



ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СПОНСОРЫ ПРОШЛЫХ ФОРУМОВ



УЧРЕДИТЕЛЬ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



Правительство Республики Казахстан

АККРЕДИТОВАННЫЙ ОРГАНИЗАТОР



СО-ОРГАНИЗАТОРЫ ПРОШЛЫХ ФОРУМОВ



ПО ВОПРОСАМ ПРОГРАММЫ

Рамазан Жамписов
Менеджер проекта
т: +7 7172 794 985
с: +7 701 888 7080
м: ramazan@kazenergy.com

Арман Сапаралиев
Менеджер проекта
т: +7 7172 790 204
с: +7 701 555 5271
м: arman@kazenergy.com

Эльвира Российская
Гульжан Солтанбекова
т: +7 727 258 34 34
с: +7 717 258 02 55
м: elvira@iteca.kz; gulzhan@iteca.kz

Нитин Триведи
Менеджер проекта
т: +44 (0) 20 7596 5092
м: nitin.trivedi@ite-exhibitions.com

ПО ВОПРОСАМ РЕГИСТРАЦИИ

МЕДИА-ПАРТНЕРЫ ПРОШЛЫХ ФОРУМОВ



ПОДЛЕЖАТ ВОССТАНОВЛЕНИЮ: РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ПОЧВ В РАЙОНЕ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА



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

В условиях Крайнего Севера при проезде техники, связанной с осуществлением геологоразведочных работ, бурением скважин и обустройством промыслов по добыче газа, не исключаются механические воздействия на почвенно-растительный покров, при которых тундровые почвы частично или полностью лишаются растительности и органогенного слоя, а минеральные горизонты выходят на дневную поверхность.

округе между Обской губой (морским заливом) на западе и Тазовской губой на востоке (рис. 1).

Поверхность полуострова равнинная, покрыта многочисленными мелкими озерами, а также болотами, слабо наклонена на востоке к Тазовской губе и падает крупными обрывами на западе к Обской губе. Полуостров представляет собой мохово-лишайниковую и кустарниковую тундру, которую в течение столетий на всем ее протяжении местное население использовало и продолжает использовать для пастбищного оленеводства.

ООО «Газпром добыча Ямбург» в своей производственной деятельности руководствуется соблюдением баланса экономических, социальных и экологических составляющих общеизвестной концепции устойчивого развития. Одним из основополагающих принципов

В этой связи особое значение придается исследованиям состояния тундровых почв, в частности Тазовского полуострова, где ООО «Газпром добыча Ямбург», кроме междуречья рек Пур и Таз, проводит геологоразведочные работы и осуществляет добычу газа и газового конденсата и их подготовку к транспортировке.

Тазовский полуостров находится на севере Западно-Сибирской равнины в Ямало-Ненецком автономном



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

РИС. 1.
Карта-схема территории отбора образцов почв и торфа

- 1 – полуостров Ямал;
- 2 – Тазовский полуостров;
- 3 – Гыданский полуостров;
- 4 – междуречье рек Пур и Таз; из легенды: а – реки;
- б – озера; в – болота;
- г – район отбора образцов почв и торфа



Анатолий Арабский,
Заместитель главного
инженера по научно-
технической работе и экологии,
ООО «Газпром добыча Ямбург»,
Д.т.н.

экологической составляющей данной концепции, которого придерживается ООО «Газпром добыча Ямбург», является минимизация техногенного воздействия с целью сохранения окружающей среды в зонах размещения производственных объектов, что реализуется, в частности, в виде рекультивации (восстановления плодородия) нарушенных тундровых почв. Так, например, почвы лишённые органогенного слоя, покрывают смесью торфа и песка (в отношении 1:4) толщиной до 5–6 см, что, в конечном счете, должно ускорить восстановление растительности, а, следовательно, и самой почвы.

Однако в условиях сурового климата тундры об эффективности рекультивации почв можно будет судить по факту регенерации на них исходной растительности только спустя десятки лет после начала рекультивации. Поэтому становится крайне важной предварительная экспрессная оценка эффективности рекультивации нарушенных почв

ООО «Газпром добыча Ямбург» руководствуется соблюдением баланса экономических, социальных и экологических составляющих концепции развития

путем проведения лабораторных опытов в контролируемых гидротермических условиях с анализом ключевых показателей процесса формирования почвенного плодородия. К числу таких показателей можно отнести активность такого органического катализатора белковой природы, как фермента дегидрогеназы, продуцируемой микроорганизмами и растениями и широко применяемой при оценке типов почвы, плодородия и окультуренности почв, эффективности тех или иных агротехнических приемов и т. д. Дегидрогеназа катализирует

ТАБЛИЦА. Физико-химическая характеристика образцов почв и торфа

Образец	Плотность (объемная масса), г/см ³	Капиллярная влагоемкость, %	Полная влагоемкость, %	pH _{вод}
Торфяно-глеезем типичный тундровый	0,4	216	315	5,1
Торф	0,4	216	420	5,4
Нарушенная почва без растительности	1,7	25	32	5,9
То же + торф, 4:1	1,0	66	80	5,1
Нарушенная почва с растительностью	1,5	37	43	5,1
То же + торф, 4:1	0,9	78	102	5,3

реакции дегидрирования (отщепления атомов водорода) органических веществ (углеводов, спиртов, органических кислот и др.), поступающих в почву с растительными остатками.

Цель данной работы состояла в биохимическом тестировании эффективности рекультивации

отраслевых и государственных стандартов. На одном участке растительность отсутствовала, на другом отмечалось фрагментарное восстановление растительности в виде отдельных представителей травяно-злаковой ассоциации и мхов. Содержание органического углерода в почве без растительности составляло 0,2%, в почве с растительностью – 0,9%. Для рекультивации нарушенных почв применяли торф с зольностью 54%, который добавляли в почву в отношении 1:4. Здесь под зольностью понимается содержание золы в сухом органическом материале, получаемой при нагревании последнего до температуры 800°C. В качестве эталона использовали органогенный слой толщиной 0–10 см торфяно-глеезема типичного тундрового с зольностью 39%. Физико-химическая характеристика образцов исследуемых почв и торфа приведена в таблице. Для биохимического тестирования эффективности рекультивации нарушенных почв образцы массой 50 г исходных почв и чистого торфа, а также почв после добавления торфа, увлажненные до 70% от полной влагоемкости, инкубировали в чашках Петри в термостате при температуре 30°C. На 5, 10, 20 и 30 сут анализировали активность дегидрогеназы образцов по нижеописанной методике (Патент на изобретение № 2387996, РФ).

посредством торфа нарушенных тундровых почв Тазовского полуострова в районе добычи природного газа путем анализа активности дегидрогеназы в лабораторных условиях.

Для исследований отбирали образцы из слоя 0–6 см двух нарушенных тундровых почв, представляющих собой по гранулометрическому составу связанный песок, т.е. содержание в почве глины составляло 5–10%, песка – 90–95%. Образцы отбирали в районе расположения установок комплексной подготовки газа ООО «Газпром добыча Ямбург», обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата в соответствии с требованиями

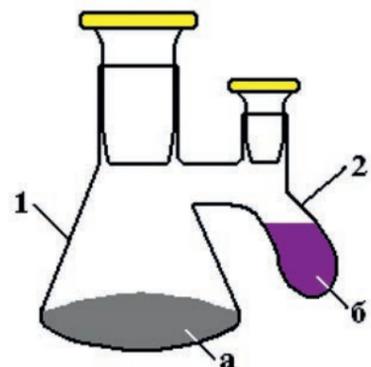
Методика анализа активности дегидрогеназы

Для количественного определения активности дегидрогеназы используют 2,3,5-трифенилтетразолийхлорид (C₁₉H₁₅N₄Cl, 2,3,5-ТТХ), бесцветное вещество, который, акцептируя мобилизованный дегидрогеназой водород, превращается в почве в 2,3,5-трифенилформаза (C₁₉H₁₆N₄, 2,3,5-ТФФ), вещество красного цвета:



Для анализа активности дегидрогеназы навеску почвы (торфа) массой 1 г помещают в модифицированную колбу Эрленмейера емкостью 20 мл с коленчатым боковым отростком емкостью 3 мл со шлифами (рис. 2).

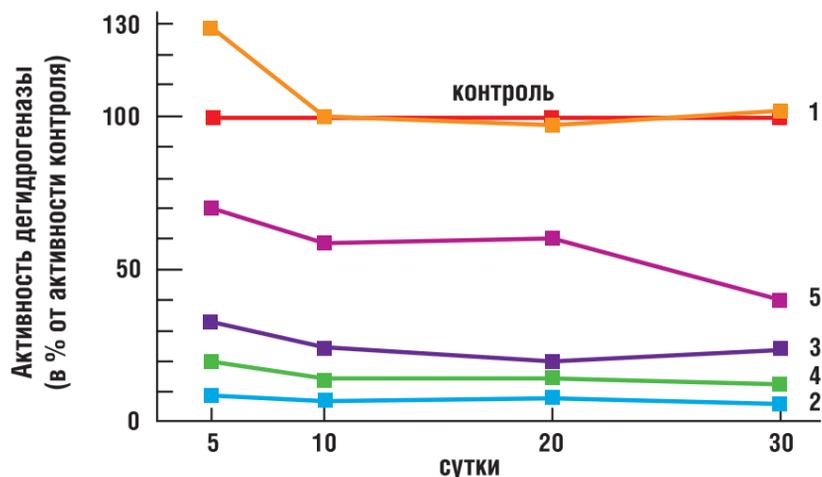
РИС. 2. Устройство, использованное для анализа активности дегидрогеназы почвы (торфа)



1 – модифицированная колба Эрленмейера; 2 – коленчатый отросток колбы; а – смесь почвы (торфа), карбоната кальция и растворов глюкозы и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида; б – насыщенный щелочной раствор пирогаллала [Патент на изобретение № 2387996, РФ]

В эту же колбу добавляют 0,1 г карбоната кальция (CaCO₃), затем последовательно приливают по 1 мл 1%-ных водных растворов глюкозы (C₆H₁₂O₆) и 2,3,5-ТТХ. Содержимое колбы перемешивают, а в коленчатый отросток вводят шприцем 2,5 мл насыщенного щелочного раствора пирогаллала

РИС. 3. Динамика активности дегидрогеназы образцов почв и торфа



Контроль – торфяно-глеезем типичный тундровый; 1 – торф; 2 – нарушенная почва без растительности; 3 – нарушенная почва без растительности с добавлением торфа (1:4); 4 – нарушенная почва с растительностью; 5 – нарушенная почва с растительностью с добавлением торфа (1:4)

(C₆H₃(OH)₃), который готовят с использованием гидроксида калия (KOH). Колбу и ее коленчатый отросток герметично закрывают и на сутки помещают в термостат на инкубацию при температуре 30°С. После этого образовавшийся в почве (торфе) 2,3,5-ТФФ кратко экстрагируют этиловым спиртом (C₂H₅OH) до достижения бесцветной вытяжки. Окрашенную вытяжку пропускают через бумажный фильтр в мерную пробирку. Интенсивность окрашивания объединенных фильтратов

Биохимическое тестирование эффективности рекультивации нарушенных почв путем анализа активности дегидрогеназы

Данные рис. 3 показывают, что в течение всего периода наблюдения добавление торфа существенно повышало активность дегидрогеназы нарушенной почвы без растительности и

Крайне важна предварительная экспрессная оценка эффективности рекультивации нарушенных почв путем проведения лабораторных опытов

этилового спирта измеряют спектрофотометром при длине волны 490 нм. Концентрацию 2,3,5-ТФФ вычисляют по калибровочному графику, составленному для этого вещества в диапазоне, например, 1–25 мкг 2,3,5-ТФФ/мл. Активность дегидрогеназы выражают в мкг или мг 2,3,5-ТФФ/(г-сут).

особенно почвы с растительностью соответственно на 11–23% и 29–52% относительно почв без добавления торфа. Таким образом, подтверждается высокая эффективность рекультивации посредством торфа нарушенных почв. Активность дегидрогеназы чистого торфа не только достигала



соответствующей активности торфяно-глеезема типичного тундрового, взятого в качестве эталона, но и в первые 5 сут была выше на 29%.

Доказательством адекватности использования активности дегидрогеназы для биохимического тестирования эффективности рекультивации нарушенных почв послужили результаты корреляционного и регрессионного анализа экспериментальных результатов. Так, расчет коэффициента корреляции (r) показал наличие сильной корреляционной зависимости между активностью дегидрогеназы и плотностью (объемной массой) образцов (r = -0,95), активностью дегидрогеназы и капиллярной влагоемкостью (r = 0,95), а также активностью дегидрогеназы и полной влагоемкостью (r = 0,95) образцов. Соответствующие уравнения линейной регрессии имеют следующий вид:

$$y = 76,9 - 44,4x;$$

$$y = 2,74 + 0,28x;$$

$$y = 7,71 + 0,15x$$

Как оказалось, чем меньше плотность (объемная масса) и, соответственно, больше капиллярная и полная влагоемкость, обусловленная в основном органической

органические кислоты и др.), т.е. катализируемые вещества.

Таким образом, проведенные исследования позволяют прийти к заключению о возможности биохимического тестирования эффективности рекультивации посредством торфа нарушенных тундровых почв в районе добычи природного газа. Корректность

Лабораторное биохимическое тестирование эффективности рекультивации нарушенных почв, проведенное в пределах одного месяца, является альтернативой многолетним полевым наблюдениям

составляющей образцов, тем выше активность дегидрогеназы. Значительное влияние влажности на активность дегидрогеназы почвы связано с тем, что влага определяет нормальное физиологическое состояние микроорганизмов и растений – продуцентов ферментов в почве, а также поддерживает в реакционном состоянии ферменты и их субстраты (углеводы, спирты,

оценки эффективности рекультивации нарушенных почв по активности дегидрогеназы подтверждается наличием сильных корреляционных зависимостей между этим ключевым показателем плодородия и основными свойствами почв и торфа. Данное лабораторное биохимическое тестирование эффективности рекультивации нарушенных почв, проведенное в пределах одного месяца, является альтернативой многолетним полевым наблюдениям.

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА В РОССИИ



Дмитрий Шаталов,
К.т.н.,
Александр Земляной,
Владимир Долгушин,
Александр Кряжев,
Анастасия Избрехт,
Григорий Зозуля,
Тюменский государственный
нефтегазовый университет
Д.т.н., профессор

В настоящее время роль рынка услуг, как одного из важнейших секторов экономики, трудно переоценить. Это связано с усложнением производства, насыщением рынка новыми товарами и технологиями, быстрым ростом научно-технического прогресса. Все это невозможно без существования информационных, финансовых, страховых и других рынков услуг.

Эффективность освоения недр и эффективность функционирования добывающих компаний напрямую зависят от темпов структурных преобразований и, прежде всего, технического и технологического

обновления отрасли. При этом производным синонимом этого обновления является сервисное обслуживание, поскольку оно включает и бурение, и ремонт скважин, и поддержание в рабочем состоянии оборудования в скважине и на поверхности. Причём в рамках сервисного рынка быстрее растут потребности в высокотехнологичных услугах (геофизика, горизонтальное бурение, гидравлический разрыв пластов, использование непрерывных гибких труб и т.д.).

Однако здесь требуется серьёзная специализация. Сейчас, например, гораздо проще помочь развитию нефтегазового машиностроения именно через создание самостоятельных сервисных компаний. Причём они сами будут заботиться об уровне своей эффективности. Другое дело, когда добывающее предприятие озабочено ценами на нефть и объёмами добычи. Тут формируется его прибыльная дельта, так как для сервисных компаний важнее всего параметры

эффективности используемого оборудования и технологий – от этого зависят их доходы. Специализированным сервисным компаниям для развития не нужны директивные указания: через них модернизация с инновациями сами потянутся в нефтегазовый сектор.

Кроме того, через сервис станет возможно инвестировать углеводородные доходы в другие отрасли экономики, чтобы Россия могла зарабатывать не только и не столько на нефтегазодобыче, но и на технологиях и оборудовании. Иначе говоря, нефтегазовый сервис способен стать двигателем прогресса, модернизации. Но он не может прогрессировать сам по себе. Хотя стратегию определяют добывающие компании, но они никогда не повысят свою эффективность, не определив вместе с сервисными фирмами этапы взаимного развития на пути к значимой цели – будь то снижение затрат на обустройство месторождений или максимальное извлечение углеводородных ресурсов.

Мировые тенденции таковы, что носителями новых идей для нефтегазовой промышленности давно стали сервисные компании, а сам нефтегазовый сервис является одним из важнейших «локомотивов» для развития высоких технологий в нефтегазовом комплексе. При этом именно качество и надёжность – являются составляющими настоящего сервиса.

К сожалению, сегодня мы наблюдаем захват российского сервисного рынка иностранными компаниями. Негативным следствием такой тенденции стал рост цен на услуги, перетекание капитала и информации за рубеж, сложность с трудоустройством российских специалистов. С другой стороны, приход западных компаний со своими высокими технологиями послужил стимулом для разработки альтернативных отечественных технологий и техники, хотя многие из зарубежных технологий имеют российское происхождение.

Следует отметить, что успех работы сервисных компаний напрямую

зависит от подготовленности подрядчика к ведению работ. Структура производственного объединения, например – управления буровых работ, исчезла, и для обеспечения контроля и координации работ по строительству скважин со стороны в управление строительством скважин был введен супервайзинг. К сожалению, тот супервайзинг, который осуществляется в большинстве российских компаний, не может в полной мере решить те задачи, которые на него зачастую возлагает заказчик. Это обусловлено неправильным представлением о супервайзинге владельцев лицензионных участков и месторождений. Так при наличии контракта на супервайзинг, заказчик требует осуществить надзор за строительством скважины силами одного супервайзера, что при существующей структуре организации работ невозможно.

Ее недостатком являются неуккомплектованность отдела бурения, где штатным расписанием предусмотрено от двух до трех человек в зависимости от числа одновременно работающих буровых бригад, несоответствующая квалификация работников отдела бурения заказчика. Супервайзер, находясь на буровой, работает с исполнителями сервисных компаний и не может быть экспертом по всем направлениям технологии строительства скважин. Кроме того, при выборе подрядчиков по принципу «чем дешевле – тем лучше» (без аудита и экспертизы), а

нефтегазового сервиса со стороны государства были утрачены, произошло его дробление и ослабление. Одной из главных причин обострения кризиса в ТЭК России явилась проводимая в течение длительного времени правительственная политика, игнорирующая непосредственные нужды ТЭК.

Этим не преминули воспользоваться лидеры американского нефтегазового сервиса, которым представилась уникальная возможность не только поглотить перспективный российский рынок, но и убрать с мирового рынка потенциально опасного конкурента. Технология поглощения отечественного сервиса включает в себя идеологическую и финансовую составляющие. В качестве идеологической основы передела сервисного рынка добывающим компаниям активно навязываются два тезиса:

- нефтегазовые компании должны освободиться от «непрофильных сервисных активов»;
- западные сервисные компании являются носителями высоких технологий.

Сейчас не только частные, но и государственные компании (значит, на государственные средства) покупают огромное количество буровой техники в Китае и других странах, оставляя без развития отечественное машиностроение, включая собственные возможности ремонта и обслуживания скважин, насосных установок и

Одной из причин обострения кризиса в ТЭК России явилась проводимая правительственная политика, игнорирующая непосредственные нужды ТЭК

особенно потенциального бурового подрядчика, осуществление успешной проводки скважины при наличии одного супервайзера сомнительно. К сожалению, компании, которые предлагают реальные цены на оказываемые услуги, часто «лишаются» объёмов работ. В настоящее время на российском рынке определяющим фактором стала цена предложения, и никакие другие аспекты во внимание не принимаются.

Таким образом, в эпоху экономических и политических преобразований контроль и управление развитием

т.п. Между тем, если дать своим сервисным компаниям контракты на пару-тройку лет (а зарубежные ограничить, допустим, одним годом) – то они вложатся в серьёзные заказы, купят под эти контракты современное оборудование.

Сервис должен быть преимущественно частным, развивающимся в конкурентной среде. Поэтому в настоящее время наш нефтегазовый сервис, не имея государственной протекции, быстро проигрывает в рыночной борьбе с высокотехнологичным, высокоорганизованным, финансово обеспеченным иностранным



Поэтому, чтобы шагнуть в ногу с мировыми лидерами этого рынка, нефтяникам и газовикам необходимо вкладывать в соответствующие исследования немалые деньги, которые еще неизвестно с какой скоростью окупятся.

В настоящее время в России проявляется тенденция нефтедобывающих компаний избавляться от собственных сервисных предприятий. Поводом для продажи активов послужила рыночная ситуация. Будущее российской нефтегазовой промышленности, ее конкурентоспособность на мировом рынке все в большей степени определяется эффективностью применяемых в ней технологий, методов разведки, разработки и эксплуатации месторождений, уровнем технического обслуживания. Зарубежный опыт показывает, что международные сервисные корпорации создавались в результате слияния и укрупнения более мелких сервисных компаний. В настоящее время на отечественном рынке услуг также существуют все условия для консолидации активов действующих сервисных компаний.

Нефтегазовые компании после освобождения от «непрофильных активов» сняли с себя ответственность за обеспечение конкуренто- и дееспособности отечественного сервиса, утратили интерес к его развитию. Отношения между российскими нефтяниками и сервисными компаниями настолько коммерциализировались, что взаимная поддержка, партнерство, учет национальных интересов, так характерные для россиянина, отошли на задний план. Второй аргумент справедлив лишь отчасти, так как многие из появившихся на нашем рынке западных высоких технологий

сервисом, получающим всестороннюю поддержку своих государств.

Следовательно, промышленные предприятия других стран получают многомиллиардные российские заказы. В таком случае о переходе к инновационному развитию мы можем даже не мечтать. Поэтому необходимо укрепление, например, трёх – четырёх сервисных компаний, но не государственных (тяжеловесных монстров, пожирающих бюджет), а именно национальных. Под таковыми подразумеваются крупные публичные компании, за которыми стоит российский капитал. Эксперты по итогам 2007 года оценили российский рынок нефтегазового сервиса примерно в 11,5 млрд. долларов. В 2010 г. его объем составил около 20 млрд. долларов, а к 2015 г. должен достичь отметки в 40 млрд. долларов.

Следует отметить, что из объёмов в 20 млрд. долларов примерно половину осваивают

либо сервисные подразделения вертикально интегрированных компаний, либо их, так или иначе выделенные в «свободное плавание» дочерние структуры. Остальные 10 млрд. долларов распределяются следующим образом: 6 млрд. приходится на объёмы работ, осуществляемых дочками западных высокотехнологичных сервисных компаний – Halliburton, Schlumberger, BakerHughesi других. Только 4 млрд. долларов реально приходится на работы, осуществляемые отечественными независимыми сервисными компаниями. В то же время в США и Китае наоборот – доля услуг иностранных сервисных компаний составляет только 3–5 %.

Дело в том, что действительно высокотехнологичный сервис весьма затратное и хлопотное.



РИСУНОК 1. Распределение ресурсов по территориям и акваториям морей России

ТАБЛИЦА 1. Возможные уровни добычи жидких УВ в России и емкость сервисного рынка до 2015 г.

Регион	2005 г.		2010 г.		2015 г.	
	Добыча, млн.т	Емкость сервисного рынка, млн. \$	Добыча, млн.т	Емкость сервисного рынка, млн.\$	Добыча, млн.т	Емкость сервисного рынка, млн. \$
Западная Сибирь	347,00	5309,10	295,00	5382,43	285,00	7076,45
Волго-Урал	95,00	1453,50	82,50	1505,26	72,10	1790,22
ТТП	22,50	344,25	28,90	527,30	34,20	849,17
Северный Кавказ	5,00	76,50	4,50	82,10	4,30	106,77
Сахалин (суша)	1,40	21,42	1,20	21,89	1,10	27,31
Калининградская область	0,70	10,71	0,50	9,12	0,40	9,93
Восточная Сибирь	0,50	7,65	15,00	273,68	34,00	844,21
Шельф	2,00	30,60	25,00	456,14	33,00	819,38
Всего Россия	474,10	7253,73	452,60	8257,93	464,10	11523,44

имеют российское происхождение и предлагаются отечественным компаниям.

Негативную роль в снижении конкурентоспособности отечественного сервиса сыграло полное прекращение финансирования НИОКР, как со стороны государства, так и нефтегазовых компаний. Это в значительной степени привело к разрушению существовавшей в бывшем СССР сети отраслевых НИИ и КБ, значительному оттоку высококлассных ученых и специалистов за рубеж, главным образом в США. Сервисные компании в силу своей раздробленности и обескровленности не могут выделять необходимые средства на эти цели. Иную стратегию в интеллектуальной сфере демонстрируют американские сервисные компании в России. Они создали свои научные центры при МГУ (“Schlumberger”) и Сибирском отделении РАН (“Schlumberger”, “BakerHughes”), отбирают и финансируют подготовку талантливой молодежи в ведущих университетах страны.

Особую тревогу вызывает ситуация, складывающаяся вокруг перспектив освоения российского шельфа. Отечественный геофизический сервис к решению этих проблем не допущен. На Каспии, Сахалине, северных морях доминируют “Schlumberger”, “Halliburton” и “BakerHughes”.

Единственный способ для российских сервисных компаний состязаться с зарубежными корпоративными сервисными

структурами – это демпинг. А он не оставляет возможностей ни для совершенствования технологий, ни для содержания квалифицированных кадров, а в результате начинает «хромать» качество. На сегодняшний день в России более 200 нефтесервисных компаний. Наиболее крупные российские независимые компании быстро развиваются и сообще занимают примерно 18% этого рынка.

Тревогу вызывает ситуация вокруг перспектив освоения российского шельфа. Отечественный геофизический сервис к решению этих проблем не допущен

Оптимистический прогноз добычи нефти, близкий к показателям «Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства МСБ на 2005-2010 гг. и на перспективу до 2020г.» приведен в таблице 1, и графически на рисунке 1.

Необходимость выполнения этого прогноза подтвердил В.В. Путин в своем выступлении на межрегиональной конференции партии «Единая Россия» в г. Екатеринбурге 29 июня 2011 года, где было отмечено: «... Российские нефтяные компании до 2020 года вложат в развитие ТЭК около 8,6 трлн. руб., из которых 940 млрд. руб. пойдет на развитие геологоразведки и восполнения МСБ, 5,3 трлн. руб. – на обустройство месторождений, 812 млрд. руб. – на транспортировку сырья, 780 млрд. руб. – на модернизацию нефтеперерабатывающих

заводов. Еще 340 млрд. руб. будет направлено на решение проблем использования попутного газа». Исходя из этих данных, можно оценить емкость сервисного рынка до 2015 г.: в себестоимости 1 тонны добытой нефти услуги сервисных компаний составляют порядка 30%, а в инвестициях на 1 тонну добываемой продукции услуги сейсморазведочных и буровых предприятий составляют порядка 60%.

В целом весь нефтегазовый сервис России можно разделить примерно на три группы.

Первая группа – сервис для разрабатываемых месторождений, включающий: поставки бурового оборудования, бурение разведочных скважин, геофизические исследования разведочных и эксплуатационных скважин (ГИС).

Вторая группа – сервис на действующих месторождениях: поставки оборудования для замены существующего, гарантийное и послегарантийное обслуживание действующего внутрискважинного оборудования, ГИС на действующем фонде скважин, операции по повышению нефтеотдачи пластов, текущий и капитальный ремонт скважин.

Третья группа не относится к классическому нефтесервису (в западном понимании), но, она охватывает довольно крупный



спектр сервисных работ по обустройству месторождений, в т.ч. по строительству трубопроводной инфраструктуры.

Важно создавать и укреплять на этих трёх основных направлениях собственные производства, собственные бренды, аналогичные Schlumberger и Weatherford, не препятствуя деятельности зарубежных фирм, но конкурируя с ними. Четверть российского сервисного рынка может быть занята зарубежными партнёрами. Но нельзя допустить, чтобы они заполнили рынок. Тогда все технологическое развитие будет происходить только за рубежом.

Государственная политика в области нефтегазового сервиса должна быть ориентирована на создание и поддержку нескольких крупных отечественных корпораций, оснащенных современной техникой и технологиями, конкурирующих между собой на внутреннем рынке и реализующих собственную маркетинговую стратегию на мировом. Часть из них должна остаться в составе нефтегазовых компаний, но с правом обслуживания сторонних заказчиков. Другая часть

может быть создана на основе консолидации государственных и частных сервисных активов.

Что необходимо для реализации поставленных задач?

Во-первых, определить государственный орган, ответственный за контроль и развитие отечественного нефтегазового сервиса, на который

В сервисных предприятиях можно сосредоточить квалифицированных специалистов, эффективные технологии и современное и мобильное оборудование

необходимо возложить разработку и реализацию программы по укреплению позиций российского нефтегазового сервиса на внутреннем и мировом сервисных рынках. Необходимо, чтобы эта государственная структура обладала соответствующими правами и финансовыми средствами для решения поставленных задач.

Во-вторых, параллельно с созданием морской нефтяной корпорации для освоения шельфа России предусмотреть создание

отечественной корпорации нефтегазового сервиса (к примеру "Шельфнефтегазсервис"), которая в перспективе должна активно выходить на мировой сервисный рынок.

В-третьих, создать государственную специализированную корпорацию по нефтегазовому сервису за рубежом и экспорту российского нефтегазового оборудования («Роснефтегазсервис») и довести ее выручку до 20–25 млрд дол./год.

В-четвертых, ряду нефтегазовых компаний (ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть») рекомендовать дальнейшее укрепление и оснащение их сервисных служб передовой техникой и технологиями. Этот сервис, наряду с ООО «АНЕГА-Холдинг» и другими отечественными сервисными компаниями, должен обеспечить потребности внутреннего и частично внешнего рынка.

В-пятых, разработать и реализовать государственную программу по техническому перевооружению нефтегазового сервиса, усилению НИОКР и оснащению машиностроительных и приборостроительных мощностей современным технологическим оборудованием с привлечением финансовых средств как государственного бюджета, так и российских нефтегазовых компаний.

И, в-шестых, активизировать работу по гармонизации российских и международных стандартов в области нефтегазового сервиса, что

облегчит вхождение российского сервиса на мировой рынок. В случае реализации этой программы нефтегазовый сервис России может прирасти на 90 %.

Таким образом, за сервисными службами и сервисными технологиями будущее. Именно в сервисных предприятиях можно сосредоточить высококвалифицированных специалистов, высокоэффективные технологии и наиболее современное и мобильное оборудование и технику. ●

АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ: ГДЕ ВЗЯТЬ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЕГО ОСВОЕНИЯ

ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» – ведущий государственный научный центр в области судостроения в России, обеспечивающий проектирование и строительство кораблей, судов и морских сооружений. Одним из наиболее важных и перспективных направлений деятельности Института являются работы в обеспечение создания технических средств для освоения и разработки морских арктических месторождений. Что сегодня ученые могут предложить промышленности?

Различными аспектами проектирования технических средств для освоения шельфа России ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» занимается более 50 лет. Работы выполняются применительно к нефтяным и газовым месторождениям Баренцева, Карского, Охотского и Каспийского морей. При этом максимально используется опыт, накопленный за многие годы по изучению работы во льдах ледоколов и судов ледового плавания.

К основным направлениям деятельности можно отнести следующие:

- подготовка и участие в выполнении федеральных и отраслевых целевых программ создания плавучих технических средств для изучения и освоения ресурсов Мирового океана и континентального шельфа;
- разработка концептуальных, технических и рабочих проектов применительно к плавучим и стационарным техническим средствам различных типов и назначений, включая буровые и технологические платформы, танкера, суда обслуживающего флота, терминалы, хранилища и т.п.;
- планирование и проектирование морских операций, осуществляемых при монтаже, транспортировке и установке морских сооружений;
- технико-экономические обоснования сложных морских комплексов в целом и транспортно-технологических систем;
- проведение расчетно-экспериментальных исследований применительно к нефтегазовым сооружениям с целью оптимизации их конструкций и получения данных для проектирования в части ледовых качеств, аэро- и гидродинамики, маневренности, прочности, вибрации и т.д.;
- проведение экологических исследований и оценка

безопасности эксплуатации сооружений при разработке соответствующих проектов;

- разработка рекомендаций, методик, методологических подходов для Заказчиков нефте-газовой отрасли, а также нормативных материалов для Российского морского регистра судоходства в части всех видов воздействий и нагрузок, включая ледовые и ветро-волновые, прочности, конструкции, устойчивости и непотопляемости, мореходности, судовых устройств и систем и т.д.;

- экспертиза по заказу судостроительной и нефтегазовой отраслей промышленности проектов судов, морских буровых и технологических платформ, а также других объектов обустройства морских месторождений нефти и газа.

Обеспечение требуемого уровня качества и конкурентоспособности при выполнении проектных работ для нефтяных и газовых компаний России базируется на реализованном во ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» комплексном подходе, сочетающем в себе обширные расчетно-экспериментальные исследования с многолетним опытом проектирования различных типов судов и морских сооружений, который в настоящее время аккумулируется в таких подразделениях Института как: Центр исследований и проектных разработок средств освоения ресурсов морей и океанов, ЦКБ «Балтсудопроект», Отделение прочности и надежности конструкций, Отделение гидроаэродинамики и др.

За последнее десятилетие ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» участвовало в разработке практически всех крупных шельфовых Проектов Российской Федерации: Сахалин-1,



А.Дутов,
генеральный директор,
ФГУП «ЦНИИ им. акад.
А.Н. Крылова



Е.Апполонов,
заместитель директора,
ФГУП «ЦНИИ им. акад.
А.Н. Крылова



О.Тимофеев,
начальник Центра
исследований и проектных
разработок средств
освоения ресурсов
морей и океанов,
ФГУП «ЦНИИ им. акад.
А.Н. Крылова»



РИС. 1. Испытания в мореходном бассейне

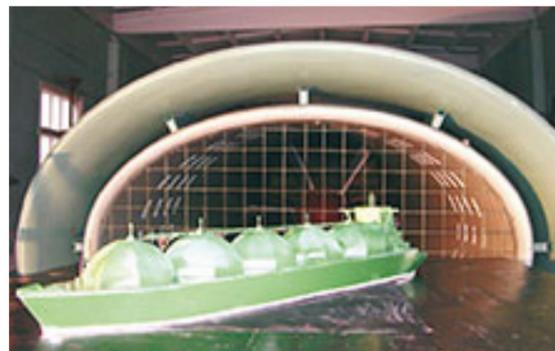


РИС. 2. Испытания в аэродинамической трубе

Сахалин-2, Приразломная, Штокмановское, Варандей, освоения месторождений Обской и Тазовских губ, российского сектора Каспийского моря, работая по заказам как отечественных, так и международных компаний-операторов и их дочерних предприятий.

Участие в разработке проектов для Баренцева и Карского морей

В последние годы Институтом выполнялись комплексные исследования и проработки применительно к различным объектам обустройства морских месторождений Баренцева и Карского морей по заказу ОАО «Газпром» и его дочерних предприятий. Среди наиболее значимых работ можно выделить следующие:

- определение облика, разработка основных технических решений и FEED-проекта морской ледостойкой технологической платформы

(МЛТП) судового типа с турельной системой удержания для 2-ой и 3-ей фаз освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения (ШГКМ);

- проведение комплексных исследований в обоснование основных проектных решений по размещению и типам причалов морского порта в Териберской губе, включая экспериментальные исследования объектов в волновом, циркуляционном, маневренном, мореходном бассейнах и аэродинамической трубе (рис. 1, рис. 2), а также математическое моделирование движения газозовозов и вспомогательных судов в сложных гидрометеорологических условиях;
- разработку концептуальных проектов судов для перевозки сжиженного природного газа с емкостями различного объема и типа;
- разработку технического проекта и комплекса уникальных проектов морских операций полупогружной

плавучей буровой установки (ПББУ) для круглогодичного разведочного и эксплуатационного бурения нефтяных и газовых скважин; ПББУ в настоящее время построена и эксплуатируется на шельфе о. Сахалин (рис. 3);

- разработка и обоснование проектов морских операций для платформы «Приразломная», включая обеспечение балластировки сооружения твердым балластом, морскую буксировку и установку на точку эксплуатации; в настоящее время платформа установлена на месторождении;
- разработка концептуального проекта мобильной ледостойкой буровой установки (МЛБУ) погружного типа для эксплуатации в условиях Обской и Тазовской губ на глубинах 7,5 – 25 м (рис.4); предусмотренные в проекте решения обеспечивают полное соответствие МЛБУ требованиям российского природоохранного законодательства, международных конвенций и соглашений по Арктике;
- анализ вариантов доставки персонала на морские объекты ШГКМ с выполнением расчетно-экспериментальных исследований и оценки технических и экономических рисков.

В последние 2 года наиболее значимыми являлись работы Института, связанные с МЛТП судового типа с турельной системой удержания для 2-ой и 3-ей фаз освоения ШГКМ.

Можно выделить следующие основные принципиальные этапы работ ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» применительно к проекту МЛТП:

1. Проведение анализа вариантов конструкций плавучей технологической платформы для ШГКМ – обоснование архитектурно-

конструктивного типа платформы судовых обводов с турельной системой удержания (Заказчик – ООО «Севморнефтегаз»);

2. Разработка раздела «Концепции освоения ШГКМ. Фазы 2,3» «Морские ледостойкие технологические платформы судового типа». Выбор и обоснование принципиальных технико-технологических решений (Заказчик ОАО «Гипроспецгаз»);

3. Разработка FEED-проекта МЛТП для ШГКМ, фазы 2, 3. Работы выполнялись совместно с компанией INTECSEA, Inc., ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» разработало документацию по морской части (Генеральный заказчик ООО «Газпром добыча шельф», Генеральный проектант ОАО «Гипроспецгаз»).

В рамках научно-технического обеспечения FEED-проекта:

- разработаны и реализованы рекомендации по оптимизации формы и конструкции корпуса МЛТП, базирующиеся на современных численных и экспериментальных методах оценки поведения сооружения;
- разработаны и реализованы научные подходы для обоснования выбора ледовой категории и требований к характеристикам системы позиционирования МЛТП;
- проведены модельные испытания в ледовом опытовом бассейне при различных сценариях ледового воздействия на МЛТП (рис. 5), в результате чего: определена глобальная ледовая нагрузка, действующая на МЛТП при стоянке на якорной системе удержания, изучено поведение МЛТП (дифферент/крен), предложена форма корпуса МЛТП, обеспечивающая безопасную и

эффективную эксплуатацию в ледовых условиях;

- выполнен комплекс расчетов и обоснований по конструкции корпуса, анализ поведения сооружения в ледовых и волновых условиях.

В конечном итоге ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» разработан FEED-проект корпуса МЛТП. Проектирование выполнено в соответствии с требованиями Правил Российского морского регистра судоходства (РМРС):

- выбраны конструкционные материалы с учетом эксплуатации при низких температурах наружного воздуха до – 40оС;
- произведены расчеты прочности, включая оценку усталостной прочности ответственных узлов и соединений;
- выполнены расчеты остойчивости и непотопляемости во всех режимах эксплуатации МЛТП;
- обоснованы схемы и компоновка электро-энергетической системы и движительно-рулевого комплекса;
- даны рекомендации по защите корпуса и оборудования от коррозии;
- сформулированы принципы проведения инспекций, технического обслуживания и ремонта при непрерывной работе платформы в течение 50 лет;
- разработаны чертежи общего расположения (включая жилую надстройку и вертолетную площадку), теоретический чертеж, танк-план, чертежи корпусных конструкций (включая ледовые усиления, подкрепления под опоры модулей верхнего строения и турель), схемы общесудовых систем и систем отгрузки/хранения конденсата;
- сформулированы требования по



РИС. 4. Испытания в ледовом бассейне

безопасности эксплуатации МЛТП, касающиеся регламентации средств спасения персонала и расположения путей эвакуации,

- разработаны требования к функционированию МЛТП в арктических условиях и т.п.

Технические решения FEED-проекта прошли согласование с РМРС.

По результатам разработки комплекта документов можно констатировать, что МЛТП обладает следующими основными качествами:

- безопасность и надежность эксплуатации в арктических условиях;
- срок службы – 50 лет;
- хранение добытого и подготовленного конденсата на борту;
- удержание/позиционирование с помощью внутренней турели (с отсоединяемым спайдерным буюм), позволяющей изменять ориентацию платформы в зависимости от ветро-волновых условий и направления дрейфа льда;
- возможность оперативного отсоединения от спайдерного буя в случае возникновения экстремальных условий: появление айсбергов или других критичных ледяных образований;
- самоходность;
- маневренность и динамическое позиционирование, обеспечиваемые винто-рулевыми колонками и подруливающими устройствами;
- ледовая категория – Arc 5.

Подводя итоги, следует констатировать, что тесное взаимодействие Института с компаниями-операторами Проектов и их дочерними предприятиями, а также с судостроительными заводами является залогом успешной реализации крупных проектов освоения Арктического шельфа России. ●



РИС. 3. Полупогружная плавучая буровая установка



РИС. 5. Испытания в ледовом бассейне

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ



Всеволод Хавкин,
Заместитель генерального
директора по науке,
ОАО «ВНИИ НП»

ОБ АВТОРЕ

Хавкин Всеволод Артурович окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М.Губкина по специальности «Технология переработки нефти» (1961) и поступил на работу во ВНИИ НП. Прошёл путь от инженера до заместителя Генерального директора по научной работе. Доктор технических наук (1994), профессор (1995). Академик РАЕН, заслуженный изобретатель России (1995), лауреат премии Совета Министров СССР (1983), лауреат премии им. И.М.Губкина (1973), лауреат премии Правительства России в области науки и техники (2009). Более 330 публикаций, включая 100 изобретений, и 4 монографии.

Нефтеперерабатывающая промышленность России должна в ближайшие годы решить две сложные взаимосвязанные задачи. Во-первых, существенно углубить переработку нефти за счет развития новых деструктивных процессов переработки вакуумных дистиллятов и нефтяных остатков (с достижением глубины переработки к 2015 г. – 80% , и к 2020 г. – 85%). И, во-вторых, улучшить экологические и эксплуатационные характеристики моторных топлив за счет широкого освоения процессов, позволяющих организовать производство высокооктановых «экологически чистых» компонентов автобензинов, а так же облагораживания средних нефтяных дистиллятов, в том числе полученных деструктивными процессами переработки остатков с выработкой глубоко очищенного дизельного топлива; последнее должно обеспечить переход на производство всех видов моторных топлив по стандарту Евро-4 с 2015 г., и Евро-5 с 2016 г. Решение указанных задач возможно лишь на базе коренной модернизации отечественных НПЗ (строительство новых современных установок, реконструкция действующих установок по переработке нефти), что требует значительных инвестиций.

Важнейшую роль как в углублении переработки нефти, так и в производстве моторных топлив современного уровня качества должны играть каталитические процессы: каталитический крекинг, гидроочистка светлых дистиллятов, гидрокрекинг вакуумных дистиллятов, гидрогенизационная переработка нефтяных остатков.

Во всем мире наблюдается широкое развитие указанных процессов. Так, мощности каталитического крекинга нефтяных дистиллятов и остатков занимали в мировой нефтепереработке следующие объёмы (% от объёма переработанной нефти): в 1995 г. – 17,3%, в 2000 г. – 17,5%, в 2005 г. – 17,6%, в 2010 г. – 16,7%. Мощности процесса гидроочистки различных дистиллятов занимали следующие объёмы в 1995 г. – 33,1%, в 2000 г. – 34,5%, в 2005 г. – 50,1%, в 2010 г. – 51,6%. Соответственно мощности процесса гидрокрекинга составляли в 1995 г. – 4,5%, в 2000 г. – 5,3%, в 2005 г. – 5,75%, в 2010 г. – 6,2% от объёма переработанной нефти. В настоящее время суммарная мировая мощность процесса каталитического крекинга – 700 млн. м³/год, процесса гидроочистки

– 2000 млн. м³/год, процесса гидрокрекинга – 250 млн.м³/год. Большие проблемы в области каталитических процессов стоят перед отечественной наукой. Необходимо разрабатывать новые эффективные технологии каталитического крекинга, гидроочистки, гидрокрекинга дистиллятов, облагораживания нефтяных остатков, создавать современные катализаторы для этих процессов.

За последнее десятилетие научно – исследовательские и проектные институты России создали и освоили в промышленности ряд новых вариантов основных каталитических процессов нефтепереработки, направленных как на углубление переработки нефти, так и на получение продукции современного уровня качества.

Комплекс каталитического крекинга сернистого вакуумного газойля мощностью 880 тыс.т./год. ОАО «ТАИФ-НК»

Процесс каталитического крекинга позволяет решить вопросы как углубления переработки нефти – превратить тяжёлое нефтяное сырьё в топливные дистилляты, так и получить порядка 50% масс. высокооктанового бензинового дистиллята, который после облагораживания соответствует современным экологическим требованиям (экологический класс – 4, экологический класс – 5).

Установки каталитического крекинга, освоенные на ряде НПЗ России в 70–80-е годы предусматривают глубокую гидроочистку исходного

сырья. Но даже в этом случае получаемые дистилляты (бензиновый и дизельный) требуют дополнительной гидроочистки для обеспечения современных требований по содержанию серы (менее 50 ppm и менее 10 ppm), а так же по другим показателям. Для сооружения таких установок необходимы большие капитальные вложения и значительное время строительства.

Авторским коллективом ОАО

Необходимо разрабатывать новые эффективные технологии каталитического крекинга, гидроочистки, гидрокрекинга дистиллятов, облагораживания нефтяных остатков, создавать современные катализаторы

«ВНИИ НП» и ОАО «ВНИПИНефть», совместно со специалистами ОАО «ТАИФ-НК» (г.Нижнекамск) разработана и предложена оригинальная технология каталитического крекинга, позволяющая перерабатывать непосредственно сернистые вакуумные дистилляты (содержание серы 2,2–2,5%, пределы выкипания 320–550°C) – без их гидроочистки, с высокими выходами бензинового дистиллята.

На основе указанных разработок в ОАО «ТАИФ-НК» сооружена мощная промышленная установка каталитического крекинга (производительность по сырью 880 тыс.т./год) с дополнительной секцией сероочистки получаемого бензинового дистиллята.

Авторы разработки исходили из того положения, что в ряде случаев

экономически целесообразно применять каталитический крекинг прямогонного сернистого сырья без его предварительной гидроочистки при условии последующей сероочистки полученных компонентов моторных топлив.

Такая ситуация сложилась на НПЗ ОАО «ТАИФ-НК» (г.Нижнекамск) в Республике Татарстан, где перерабатываются сернистые нефти и отсутствует процесс каталитического риформинга

бензинов – основного поставщика высокооктановых компонентов автобензина.

По заданию ОАО «ТАИФ» институтом ОАО «ВНИИ НП» и ОАО «ВНИПИНефть» была разработана отечественная технология каталитического крекинга вакуумного газойля, не уступающая по своим показателям лучшим зарубежным аналогам. Эта технология в 2006 г. успешно внедрена в ОАО «ТАИФ-НК» на базе имеющегося оборудования.

Выход бензинового дистиллята при крекинге составил 48,5 масс на сырьё. (табл.1)

С целью сероочистки полученного на блоке каталитического крекинга бензинового дистиллята в составе комбинированной установки



ТАБЛИЦА 1. Материальный баланс установки каталитического крекинга вакуумного газойля в ОАО «ТАИФ-НК» (проектные данные)

Сырье (вакуумный газойль)	100,0
Продукция:	
сухой газ	3,0
ППФ	6,4
ББФ	9,1
бензин (фр. <210°C)	51,8*
легкий газойль	13,9
тяжелый газойль (фр. >360°C)	8,8
кокс выжигаемый	4,4
кислый газ (H ₂ S+CO ₂)	1,7
Итого	99,1
Потери	0,9
Всего	100,0

*Фактический выход бензиновой фракции составляет 48,5–49,0% вследствие использования более тяжелого сернистого сырья (по сравнению с проектным)

сооружён блок гидроочистки в сочетании с процессом демеркаптаннизации.

Дистиллят автобензина после сероочистки характеризуется октановым числом 90 по исследовательскому методу (80 по мотор. методу), содержанием серы – менее 50 ppm (табл. 2).

На его основе в ОАО «ТАИФ-НК» организовано крупнотоннажное производство автомобильных бензинов по ГОСТ Р51105-97: Нормаль-80, Регуляр-92, Премиум-95, соответствующих по качеству современным европейским стандартам.

Для обоснования предложенной технологии авторами выполнен комплекс исследований по отработке схемы и режимов процесса каталитического крекинга.

Проведенные исследования показали, что для переработки тяжелого сернистого сырья целесообразно использовать технологию каталитического крекинга в прямом реакторе с максимальной выработкой светлых нефтепродуктов. Авторами технологии принято равновысотное расположение реактора и регенератора, что потребовало разработки оригинальной компоновочной схемы реакторного блока, с выносным прямоточным

реактором, обеспечивающей требуемый для ведения процесса баланс давления.

Реализовано использование новых и усовершенствованных узлов технологического и конструктивного оформления: в т.ч.

- прямоточного реактора с участками ускорения регенерированного катализатора;
- усовершенствованных распределительных форсунок с камерой предварительного диспергирования сырья;
- сепарационного устройства для разделения паров и катализатора на конце прямоточного реактора;
- системы регулирования температуры в реакторе для оптимизации профиля ее распределения в реакционной зоне;
- двухступенчатой отпарки катализатора для обеспечения эффективной десорбции увлеченных углеводородов;
- одноступенчатых высокоэффективных циклонов реактора;
- воздухораспределительного устройства регенератора усовершенствованной конструкции с футеровочным покрытием наружной поверхности;
- двухступенчатых высокоэффективных циклонов регенератора;
- циклонов третьей ступени для тонкой очистки дымовых газов регенерации от катализаторной пыли.

Выбраны оптимальные условия проведения процесса крекинга и обосновано использование эффективного цеолитсодержащего катализатора на основе высокостабильного цеолита и высокопористой матрицы для беспрепятственного доступа крупных молекул сырья к активным центрам катализатора.

Для сероочистки полученного при крекинге бензинового дистиллята (содержание серы -0,3% масс.) освоена оригинальная технологическая схема, предусматривающая разделение бензинового дистиллята на две фракции: легкую (фр. НК-70°C) и тяжелую (фр. 70° – 215°C) и их раздельную сероочистку.

Легкую фракцию предложено подвергать демеркаптаннизации с использованием процесса

DMD- 2 (разработка института «ВНИИУС», г.Казань). Тяжелую фракцию предложено подвергать селективной гидроочистке с использованием отечественных катализаторов ТНК-2103 и ГО-70.

Подобраны оптимальные условия процесса гидроочистки (при давлении водорода 2,8 мпа), обеспечивающие снижение

ТАБЛИЦА 2. Качество основных продуктов установки каталитического крекинга в ОАО «ТАИФ-НК»

Бензин после облагораживания	
Плотность, ρ420	0.736
Содержание серы, % масс.	0,003-0,005
Октановое число: по исследовательскому методу	90
по моторному методу	80
Индукционный период, мин	>360
Давление насыщенных паров, кПа	50-53
Испытание на медной пластине	Выдерживает
Пропан-пропиленовая фракция	
Содержание углеводородов, % масс.	
ΣC ₂ , не более	2,0
пропан	не нормир.
Пропилен, не менее	72,9
ΣC ₄ , не более	0,5
ΣC ₅₊	Отс.
Содержание H ₂ S ppm, не более	30
Бутан-бутиленовая фракция	
Содержание углеводородов, % масс.	
ΣC ₃ , не более	0,5
Σ бутиленов, не менее	44,4
ΣC ₅₊ , не более	1,0
Содержание меркаптановой серы, % не более	0,002
Содержание H ₂ S ppm, не более	30
Легкий газойль	
Плотность, ρ420	0,965
Содержание серы, % масс.	3,1
Тяжелый газойль (остаток >360°C)	
Плотность, ρ420	1,042
Содержание серы, % масс.	3,3

ТАБЛИЦА 3. Условия проведения процесса согласно проекту и фактические в период 2006–2011гг.

Параметр режима	Проектные данные	Фактические данные
Давление, МПа	4,0–4,5	3,6–3,8
Температура на входе в P-201, °C	330–400	320–342
Объемная скорость подачи сырья, ч ⁻¹ -//- на стадии депарафинизации, м ³ /ч	0,8–1,7 40–100	0,8–1,0 40–53
Кратность циркуляции ВСГ/сырьё, м ³ /м ³	350	650–1000
Концентрация водорода в ВСГ, %	не менее 75	более 80

содержания серы до уровня менее 50 ppm при незначительном уменьшении октанового числа.

Реализована технологическая схема реакторного блока процесса гидроочистки, предусматривающая использование двух последовательно расположенных секционированных реакторов с промежуточной подачей водородосодержащего газа.

Освоенная технология процесса каталитического крекинга сернистого вакуумного дистиллята может быть положена в основу при создании новых установок каталитического крекинга, не использующих в своём составе секцию предварительной гидроочистки сырья.

Установка каталитической депарафинизации дизельных дистиллятов (ЛКС-35-64) мощностью 600 тыс.т./год ОАО «Сургутгазпром»

Процесс каталитической депарафинизации средних дистиллятов с получением низкозастывающих сортов дизельного топлива получает всё большее развитие на НПЗ России. В основном используются зарубежные катализаторы и технологии (НПЗ в г. Ухта, Комсомольск на Амуре, Ачинск и др.). В то же время российские исследовательские и проектные институты располагают собственными технологиями и отечественными катализаторами для этого процесса. В частности, процесс по отечественной технологии (разработка ОАО «ВНИИ НП», проект ОАО «Ленгипронефтехим») реализован в 2004г. на комплексе ЛКС-35-64 (секция 200) Сургутского завода стабилизации конденсата. В первые два реактора установки (P-201

и P-202) загружен катализатор депарафинизации СГК-1, выработанный по рекомендациям ОАО «ВНИИ НП» на ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»; в третий по ходу сырья реактор (P-203) загружен катализатор гидрообессеривания КГУ-950.

Процесс каталитического крекинга позволяет получить порядка 50% масс. высокооктанового бензинового дистиллята, который соответствует современным экологическим требованиям

В ходе эксплуатации катализатора СГК-1 каждые два месяца осуществлялась его водородная реактивация. В период с 30.05 по 06.06.2009 в секции 200 была проведена окислительная регенерация катализатора СГК-1, что обеспечило его стабильную непрерывную работу без водородной реактивации в течение 6 месяцев.

В качестве сырья процесса использовалась дизельная фракция

Уренгойского газоконденсатного месторождения с добавлением фракции Ачимовского месторождения (табл. 4). В табл. 4 также охарактеризовано качество гидроочищенного депарафинизированного дистиллята.

Очевидно, что каталитическая депарафинизация позволяет удалять нормальные и слаборазветвлённые парафиновые углеводороды селективным гидрокрекингом в присутствии металл-цеолитного катализатора, обеспечивая тем самым улучшение низкотемпературных свойств среднестиллятных фракций: температуры застывания и помутнения, предельной температуры фильтруемости. В процессе депарафинизации-гидроочистки удаётся достичь депрессии по температурам хладотекучести до 20–30°C и обеспечить степень гидроочистки 95–97% масс.

В настоящее время на Сургутском ЗСК в товарное дизельное топливо кроме стабильного гидрогенизата секции 200 вводится до 40% масс. керосиновой фракции секции 300 (избыток после выработки топлива ТС-1).

На основе существующей схемы компаундирования Сургутский ЗСК производит дизельные топлива в



соответствии с нормами ГОСТ 305-82 следующего ассортимента:

- топливо зимнее 3-0,2 минус 35, высший и первый сорт;
- топливо дизельное 3-0,2 минус 45, высший и первый сорт;
- топливо дизельное А-0,2 высший и первый сорт.

В России, как и в странах Европы, предлагается выпускать 6 сортов дизельного топлива для применения в умеренной климатической зоне и 5 классов – в условиях холодного и арктического климата

Для обеспечения требований по цетановому числу в товарное дизельное топливо вводится цетаноповышающая присадка.

Компаундированное дизельное топливо не только отвечает по всем показателям качества требованиям ГОСТ 305-82, но и превосходит их по содержанию серы (менее 0,0012% масс.), кислотности (0,02 мг КОН/100 см3 топлива), коксуемости (0,02%) (табл.5).

В 2005 г. разработан новый стандарт для российских дизельных

топлив – ГОСТ Р 52368-2005 «Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия», являющийся аутентичным переводом стандарта EN 590:2004 и предусматривающий повышение качества всех дизельных топлив (нефтяных, газовых и газоконденсатных) до европейского уровня. Стандарт

предусматривает производство трёх видов топлив в зависимости от содержания серы (не более 350, 50, и 10 ppm, соответственно ЕВРО-3, -4 и -5) и нормирует снижение содержания полициклических ароматических углеводородов до 11% масс. По сравнению с ГОСТ 305-82 значительно ужесточаются требования по цетановому числу (51 для условий умеренного и 47–49 для холодного и арктического климата) и температуре вспышки (выше 55°C). Согласно данному стандарту, в России, как и в странах

Европы, предлагается выпускать 6 сортов дизельного топлива для применения в умеренной климатической зоне и 5 классов для использования топлива в условиях холодного и арктического климата в зависимости от предельной температуры фильтруемости. Стандарт введен в действие с 01.07.2006.

На основе ГОСТ 52368-2005 организовано производство дизельного топлива, соответствующего требованиям ЕВРО-4 и ЕВРО-5.

Как видно из данных табл. 4, гидроочищенная и депарафинированная фракция дизельного топлива характеризуется низким содержанием серы (0,0006–0,0016% масс.), хорошими низкотемпературными свойствами (температура застывания – от -36 до -42°C, температура помутнения – от -30 до -400C) и цетановым числом 46–47. Пределы выкипания фракции стабильного гидрогенизата секции 200 составляют в среднем 140–340°C, при этом температура вспышки находится на уровне 47–49°C.

ТАБЛИЦА 4. Средние показатели качества сырья и стабильного гидрогенизата Секции 200 ЛКС-35-64 Сургутского ЗСК

Показатель	2007 г.		2008 г.		2009 г.		2010 г.	
	Сырьё	Продукт	Сырьё	Продукт	Сырьё	Продукт	Сырьё	Продукт
Цетановое число	54,5	46,6	51,5	45,8	51,5	46,0	52,0	46,0
Фракционный состав, °С:								
НК	134	137	138,0	143	135	136	138	142
5%	-	167	-	182	-	171	-	181
10%	211	201	206	199	202	190	207	195
50%	255	251	253	250	254	249	253	250
90%	318	309	319	311	314	307	317	310
96%	343	336	348	340	338	333	337	338
Содержание общей серы, % масс.	0,0240	0,0016	0,0316	0,0006	0,030	0,0010	0,030	0,0010
температура, °С								
застывания	-19	-42	-13	-38	-15	-36	-15	-42
помутнения	-11	-34	-8	-33	-9	-31	-10	-40
вспышки в з.т.	-	48	-	49	-	47	-	48
Предельная температура фильтруемости, °С	-	-36	-	-34	-	-33	-	-42
Вязкость кинематическая при 20°C, мм²/с	3,7	3,6	3,6	3,4	3,6	3,3	3,6	3,4
Плотность при 20°C, кг/м³	827,5	832,9	827,6	832,8	828,5	833,6	828,0	832,5

ТАБЛИЦА 5. Характерное качество дизельных топлив, вырабатываемых на Сургутском ЗСК

Показатель	Норма по ГОСТ 305-82	Значение для марок	
		3-0,2 минус 35, высший сорт	3-0,2 минус 45, высший сорт
Цетановое число	не менее 45	47	47
Фракционный состав, °С	не более:		
50%	280	202	223
96%	340	326	327
Вязкость кинематическая при 20°C, мм²/с	1,8-5,0	2,0	2,54
Температура застывания, °С	не выше:		
для умеренной зоны	-35	-40	-
для холодной зоны	-45	-	-
Температура помутнения, °С	не выше:		
для умеренной зоны	-25	-31	-
для холодной зоны	-35	-	-41
Температура вспышки в з.т. для двигателей общего назначения, °С	не ниже 35	42	42
Массовая доля серы, %	не более 0,2	0,0012	0,007
Содержание меркаптановой серы, % масс.	не более 0,01	0,0004	0,0002
Коксуемость 10%-го остатка, %	не более 0,1	0,02	0,02
Йодное число, г йода на 100 г топлива	не более 5	0,48	0,43
Кэффициент фильтруемости	не более 2	1	1
Плотность при 20°C, кг/м³	не более 840	808,2	816,7

Таким образом, стабильный гидрогенизат-депарафинизат секции 200 по своему качеству удовлетворяет требованиям ГОСТ Р 52368-2005 для топлив класса ЕВРО по всем показателям качества за исключением температуры вспышки (норма – выше 55°C) и цетанового числа (норма для умеренного климата – 51, для холодного и арктического 47–49). Последнее отрегулировано повышением температуры начала кипения продукта и введением цетаноповышающей присадки. Необходимо также введение и противоизносной присадки.

Материальный баланс процесса каталитической депарафинизации-гидроочистки приведен в табл.6. Очевидно, что фактический выход депарафинизированного дистиллята 86% масс. превосходит показатель, предварительно рекомендованный ОАО «ВНИИ НП» для секции 200 (82,5% масс.). Последний свидетельствует о высокой селективности катализатора СГК-1.

Таким образом, в секции 200 комплекса ЛКС-35-64 Сургутского ЗСК в течение 8 лет успешно

эксплуатируется процесс каталитической депарафинизации – гидроочистки дизельных фракций газоконденсатного сырья, обеспечивая производство низкосажающихся сортов дизельного топлива. Катализатор депарафинизации СГК-1 показал в ходе эксплуатации высокую активность и стабильность. Технология ОАО «ВНИИ НП» находится на уровне мировых достижений в данной области катализа.

Глубокая гидроочистка на установке Л-24-6 дизельных дистиллятов (смесь прямогонных и вторичных фракций) мощностью 1200 тыс.т/год ОАО «Ангарская НХК»

Установка гидроочистки дизельного топлива Л-24-6 ОАО «Ангарская НХК», созданная по технологии ВНИИ НП (проект ОАО «Ленгипронефтехим») была пущена в эксплуатацию в 1967г. с проектной производительностью 1,2 млн т/год прямогонного дизельного топлива (600 тыс.т/год на один поток). Установка предназначалась для получения дизельного топлива с содержанием остаточной серы – не более 0,2 % масс. С начала введения в эксплуатацию в 1967г. и до 1980г. установка работала по двухпоточной проектной схеме с последовательно соединёнными реакторами Р-1 и Р-2 (первый поток) и Р-3; Р-4 (второй поток).

После 1980г. на установке Л-24-6 был выполнен ряд этапов реконструкции.

В 2007г. установка была переведена на последовательное соединение реакторов в каждом из двух потоков. В качестве сырья на установку стала поступать смесь прямогонной дизельной фракции (~ 60% загрузки) и газойлей установок замедленного коксования и каталитического крекинга (~ 40% загрузки).

С учетом специфики перерабатываемого сырья, для предотвращения роста гидравлического сопротивления в реакторах, сохранения производительности установки на прежнем уровне и обеспечения двухгодичного



ТАБЛИЦА 6. Материальный баланс процесса каталитической депарафинизации – гидроочистки дизельных дистиллятов (секция 200), % масс.

Поток	По рекомендациям ОАО «ВНИИ НП»	Фактически
Поступило: сырьё – фр. 180–340°C ВСГ из секции 400	100,0 4,41	100,0 4,00
Итого	104,41	104,00
Получено: углеводородный газ, H ₂ S, аммиак депарафинизат, фр. 180-340°C бензин-отгон потери	5,29 82,52 16,21 0,39	4,50 86,00 13,20 0,30
Итого	104,41	104,00

межрегенерационного пробега выбрана схема с использованием первым по ходу газосырьевого потока реактора аксиально-радиального типа, вторым – аксиального. Для снижения экзотермического эффекта реакции, увеличения продолжительности цикла реакции предусмотрена возможность подачи холодного водородсодержащего газа в переток между реакторами. Повышение парциального давления водорода во втором реакторе благоприятно отразилось на глубине очистки сырья и стабильности работы катализатора.

Для загрузки в реакторы обоих потоков были выбраны алюмоникельмолибденовый (АГКД-400-БН) и алюмокобальтмолибденовый (АГКД-400-БК) катализаторы производства ОАО «АЗКИОС». При разработке каталитической системы для предотвращения забивания основного слоя катализатора продуктами коррозии и кокса, улучшения распределения газосырьевой смеси по сечению реактора были использованы катализаторы защитного слоя ФОР-2 и ФОР-1, сформованные в виде полых цилиндров. После подготовки катализаторов к эксплуатации (сушки водородсодержащим газом, осернения сульфидирующим агентом) в октябре 2007г. был осуществлен пуск установки гидроочистки Л-24-6.

В табл.7 представлены усредненные технологические показатели эксплуатации установки Л-24-6 гидроочистки дизельного топлива до остаточного содержания серы менее 350 ppm и 50 ppm. В

результате совершенствования технологической схемы производства дизельного топлива на установке Л-24-6 Ангарского НПЗ ОАО «АНХК» возможно стабильное производство дизельного топлива/с серой менее 350 ppm и 50ppm, полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) менее 7% масс.

С целью выявления потенциальных возможностей каталитической системы был проведен фиксированный пробег, в результате которого установлено, что при переработке смесового

ТАБЛИЦА 7. Основные технологические показатели эксплуатации установки Гидроочистки Л-24-6 ОАО «АНХК» (усредненные данные)

Показатели	Установка Л-24-6	
	до реконструкции	после реконструкции
Число потоков	2	2
Количество реакторов (на поток), шт	2	2
Соединение реакторов	параллельное	последовательное
Способ ввода газосырьевой смеси в реакторе	аксиальный	аксиально-радиальный; аксиальный
Объем загрузки катализатора (суммарно на поток), м ³	25	110
Производительность, м ³ /час	105,0	110,0
Общее давление на входе в реактор, МПа	3,7	4,4
Перепад давления по реактору, МПа	0,07	0,04
Температура на входе в реактор, °С (начало цикла)	340	310 340
Степень удаления, % отн.:		
– сернистых соединений	91	92 98
– ПАУ	32	48 65

сырья, содержащего 38–40% масс. вторичных компонентов, содержание серы 28–45 ppm и ПАУ не более 5,5% масс. обеспечивается при температурах на входе в первый реактор 335–340°C (табл.8).

При уменьшении содержания в сырьевой смеси вторичных компонентов концентрация серы в очищенном продукте может быть понижена до 10 ppm.

Таким образом, анализ технологических показателей эксплуатации установки Л-24-6 позволяет констатировать, что в результате реконструкции реакторного блока с использованием новых каталитических систем удалось обеспечить оптимальные технологические параметры для эксплуатации отечественных катализаторов обессеривания и наладить производство экологически чистого дизельного топлива по содержанию серы и ПАУ, отвечающих требованиям Евро-3, Евро-4. (а в перспективе – и Евро-5). Полученный положительный опыт может быть перенесен на установки гидроочистки других НПЗ.

Среди других технологий ОАО «ВНИИ НП», освоенных нефтеперерабатывающей промышленностью России, заслуживают внимания следующие:

ТАБЛИЦА 8. Основные технологические показатели фиксированного пробега на II-ом потоке установки Л-24-6 ОАО «АНХК»

	Время	Подача сырья Qс, м ³ /час		давление		Температура в реакторе Тр-2/1, °С Тр-2/2, °С				Подача водорода		Содержание серы, ppm	
		всего	вторичный компонент	Рр-2/1, МПа	Рр-2/2, МПа	вход	выход	вход	выход	Qн2, м ³ /час	Q цвсг, тыс.м ³ /ч	сырьё	продукт
I	13.00	110	37,5	4,39	4,33	327	360	353	357	8405	31,3	5360	114
	18.00	110	38,4	4,44	4,39	332	365	361	363	9395	32,1	7380	89
	24.00	110	38,6	4,43	4,38	336	367	370	373	9316	32,9	6520	57
II	6.00	110	48,0	4,43	4,38	336	370	371	374	962	33,5	7140	48
	12.00	110	43,0	4,41	4,36	335	368	370	373	8765	34,1	7010	46
	18.00	110	28,0	4,42	4,37	336	367	368	370	9305	32,1	6790	29
	24.00	110	35,9	4,42	4,37	335	368	368	369	9305	31,4	5790	26
III	6.00	110	37,9	4,41	4,36	335	366	367	371	9157	31,9	6430	36
	12.00	113	37,1	4,43	4,37	328	361	362	367	9067	32,3	7010	143
	18.00	115	40,9	4,44	4,38	325	361	341	349	9824	33,3	6560	224
	24.00	115	38,5	4,44	4,38	325	359	341	349	9604	32,4	7250	231
IV	6.00	115	37,9	4,44	4,38	325	360	341	349	9582	32,3	6560	167
	12.00	119	48,0	4,44	4,39	326	362	342	350	9418	32,8	6750	160
	18.00	120	39,7	4,45	4,39	325	362	342	351	9847	33,3	6160	172
	24.00	120	25,8	4,45	4,38	325	360	342	349	9250	32,9	6830	156
V	6.00	120	21,5	4,44	4,38	324	355	342	347	9012	31,4	5590	131

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» в 2004–2005 г.г. освоена технология производства специального горючего «НАФТИЛ» (разработчик ОАО «ВНИИ НП» и ОАО «АНХК»). Эта технология, равно как и выпускаемая продукция, не имеет аналога в мировой практике. На повестке дня – освоение в ОАО «АНХК» новой технологии производства реактивного топлива Т-6 (разработчик ОАО «ВНИИ НП» и ОАО «АНХК»). Указанная технология, как и само топливо Т-6, так же не имеет аналогов в мировой практике.

ОАО «ВНИИ НП» созданы современные системы «мягкого» гидрокрекинга вакуумных дистиллятов и предложены эффективные катализаторы для этого процесса. Промышленная реализация технологий «мягкого» гидрокрекинга на ряде НПЗ России и стран СНГ показала преимущества отечественных разработок перед зарубежными технологиями. Так выход дизельного топлива по технологии ОАО «ВНИИ НП» на 3–4% масс. выше, чем у зарубежных аналогов, а степень сероочистки заметно больше.

Безусловно, технологии зарубежных фирм часто находятся на весьма высоком уровне и их привлечение на Российские НПЗ тоже необходимо. Однако только квалифицированные отечественные научные кадры, собственные разработки достаточно высокого уровня дадут нашей нефтеперерабатывающей промышленности устойчивость и независимость.

Несмотря на имеющиеся трудности и существующие проблемы наша страна обладает

необходимыми ресурсами, как человеческими, так и материальными, для решения поставленных задач и занятия достойного места на рынке высоких технологий. Для этого требуется внимание к указанным выше проблемам со стороны Правительства и Государственной думы России, говоря попросту необходима «политическая воля». Надеемся, она наконец, будет проявлена. ●



ЭНЕРГИЯ: ОТ ПРОЕКТА ДО РЕМОНТА



Запорожское акционерное общество «МОТОР СИЧ» является одним из крупнейших предприятий, обеспечивающих реализацию всех этапов жизненного цикла газотурбинных двигателей и энергетических установок – от маркетинговых исследований, проектирования и производства до сопровождения в эксплуатации и ремонта. Предприятие специализируется на производстве авиационных двигателей различного назначения. И, в то же время, одним из приоритетных направлений деятельности является выпуск промышленных установок наземного применения, к которым относятся газотурбинные приводы для газоперекачивающих, газлифтных, нефтеперекачивающих агрегатов; газоперекачивающие агрегаты; газотурбинные электростанции, а также теплоэнергетические комплексы. Какие инновации в этой сфере предлагает компания?



Вячеслав Богуслав,
председатель совета
директоров,
АО «МОТОР СИЧ»

Для сохранения и расширения позиций на рынке газотурбинных электростанций и газоперекачивающих агрегатов, АО «МОТОР СИЧ» с одной стороны постоянно модернизирует серийно выпускаемые энергетические установки, а с другой – проводит работы по созданию и освоению их новых образцов.

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

Причем, модернизации подвергаются базовые модификации энергоустановок

различных типов и на их основе создаются семейства установок, обладающие различными эксплуатационными свойствами.

Начиная с 1963 года, на заводе были спроектированы и изготовлены первые газотурбинные электростанции,

К основным достоинствам ПАЭС-2500 следует отнести:

- высокую надежность, устойчивость работы в автономном режиме, а также параллельно с внешней энергосистемой;
- ремонтпригодность, простоту и легкость в управлении;
- транспортабельность
- электростанция не требует больших капитальных затрат при вводе в эксплуатацию



ПАЭС-2500



ЭГ 6000

модификации которых и сегодня успешно эксплуатируются как самостоятельно, так и в составе когенерационных установок.

На сегодняшний день реализовано более 3000 передвижных автономных газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 различных модификаций. В условиях эксплуатации некоторые из них уже работают в составе теплоэнергетических комплексов. Сотни этих электростанций успешно эксплуатируются в отдаленных и труднодоступных районах СНГ и дальнего зарубежья.

ПАЭС-2500 предназначены для питания электроэнергией промышленных и бытовых потребителей, покрытия недостатка электроэнергии при пиковых нагрузках и резервирования. Представляет собой передвижную автоматизированную установку. Установка оборудована системами электрозапуска, приема нагрузки, с последующей непрерывной работой, системами защит и сигнализации по основным параметрам электростанции, а также блочной системой шумоглушения.

В настоящее время закончена модернизация и освоено производство электростанции «МОТОР СИЧ ПАЭС-2500Г-Т10500/6300», являющейся

преимуществом множества модификаций электростанций мощностью 2,5 МВт, изготавливавшихся в течение последних десятилетий.

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

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

Когенерационные установки на базе газотурбинной электростанции ЭГ 6000 мощностью 6 МВт с 2004 года на ГТЭС «Игольская» Томской обл. обеспечивают горячее водоснабжение и отопление поселка нефтяников.

С 2005 года в составе мини-ТЭЦ «Северная» г. Гродно (республика

Основные достоинства ЭГ 6000:

- высокое качество вырабатываемой энергии;
- высокая надежность;
- высокие экологические показатели;
- высокая транспортабельность и степень заводской готовности;
- комплектуются всем оборудованием, обеспечивающим автономность

Беларусь) успешно эксплуатируется газотурбинная электростанция ЭГ 6000, обеспечивающая электроэнергией и теплом жилой микрорайон.

ЭГ 6000, ЭГ 7000МС, ЭГ 8000МС предназначены для питания электроэнергией промышленных и бытовых потребителей в базовом и других режимах работы. Исполнение – блочно-транспортабельное. Работают в диапазоне температур от -60° до +50°С на газообразном топливе в автономном и параллельном с сетью режимах. Запуск ГТП производится от электростартера.

Одна из последних новых разработок предприятия – самая эффективная на сегодняшний день

технология GTL (газ в жидкости) переработки попутного нефтяного газа в синтетическое жидкое топливо. В этой работе использован достигнутый на сегодняшний день мировой опыт, опыт российских и украинских ученых и, значительно превосходит существующие на сегодняшний день мировые аналоги.

Уникальная технология, реализованная в конструкции комплекса, решает проблему очистки, осушки и переработки газа в мобильных блочно-

нового современного образца когенерационной станции для получения электроэнергии и тепла, которая бы использовала в качестве топлива сланцевый газ. Эта разработка является комплексным анализом технологии добычи, переработки и использования сланцевого газа на основе достижений современной мировой отрасли – замещения природного газа сланцевым.

Техническое предложение мусороперерабатывающего комплекса и технико-

предприятия. Произведенная ТЭК-3 тепловая энергия используется для нагрева теплоносителя в сети горячего водоснабжения жилищного массива и объектов АО «МОТОР СИЧ» а сравнительно дешевая электроэнергия – для обеспечения внутренних технологических нужд завода.

Технические, а особенно экологические параметры ТЭК-3 позволяют использовать их не только на промышленных объектах, но и в жилых массивах микрорайонов городов, районных центрах, в том числе в составе существующих котельных ЖКХ. Уровень экологических показателей отвечает международным нормам. Утилизация продуктов сгорания природного газа равноценна дополнительному сокращению на 20–30 % объемов парниковых газов и других компонентов.

В результате расположения непосредственной близости к потребителю, исчезает проблема потерь энергии в сетях электропередач и теплоснабжения.

Проект ТЭК-3 признан инновационным, о чем получено заключение Украинского государственного центра научно-технических и инновационных экспертиз.

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

В настоящее время специалисты АО «МОТОР СИЧ» работают над проектом качественно нового энергетического комплекса, использующего в качестве топлива синтез-газ, сланцевый газ и шахтный метан, которые получаются при утилизации твердых бытовых отходов и отходов хозяйственной деятельности

модульных комплексах, своего рода передвижных газоперерабатывающих заводах. Особенностью проекта является возможность размещения комплексов по переработке попутного нефтяного газа непосредственно на месторождениях, в местах добычи попутного нефтяного газа или в местах сжигания попутного нефтяного газа, как на действующих, так и на вновь осваиваемых месторождениях: нефтяных, газонефтяных, нефтегазоконденсатных. Комплексы также могут быть размещены на нефтеперерабатывающих заводах.

Используя опыт эксплуатации ПАЭС-2500, АО «МОТОР СИЧ» предлагает использовать свою легендарную газотурбинную электростанцию под практически любой вид газообразного и жидкого топлива, имеющего калорийность не менее 2400 Ккал/м³.

В настоящее время специалисты АО «МОТОР СИЧ» работают над проектом качественно нового энергетического комплекса, использующего в качестве топлива синтез-газ, сланцевый газ и шахтный метан, которые получаются при утилизации твердых бытовых отходов и отходов хозяйственной деятельности.

Целью предложения является создание и запуск в эксплуатацию

экономическое обоснование, выполненное ГП «ГИПРОПРОМ» по заказу АО «МОТОР СИЧ», представлено на базе газотурбинной электростанции ПАЭС-2500 с генерируемой электрической мощностью 2,5 МВт, котла-утилизатора для выработки до 5,6 Гкал/час тепла и способностью утилизации отходов от 80 до 220 тонн в сутки – в зависимости от их качественного содержания и влажности.

Произведенная энергия будет обеспечивать внутренние потребности предприятия или прилегающего жилого массива. Использование теплоэнергокомплексов позволяет компенсировать пиковые нагрузки в электросети. Внедрение этих технологий позволяет одновременно решить две проблемы: очистить значительные территории от отходов и уменьшить расходы на приобретение топлива для получения электрической и тепловой энергии.

Используя опыт эксплуатации газотурбинных электростанций, предприятие АО «МОТОР СИЧ» разработало техническое предложение на теплоэнергетические комплексы ТЭК-3 с использованием ПАЭС-2500.

Комплекс изготовлен и запущен в эксплуатацию на промплощадке



в Казахстане



в Казахстане

Лучшая АЭС 2011 года в масштабах СНГ по версии журнала "Современная АЭС"

304 АЭС по всей территории Казахстана

Система сквозного контроля качества

Сеть современных АЭС

Удобная система безналичных платежей и топливных карт



АО «МОТОР СИЧ»
пр. Моторостроителей, 15,
г. Запорожье, 69068, Украина
Тел. +38(061) 720-49-53
Факс +38(061) 720-45-52
E-mail: bent.vtf@motorsich.com
www.motorsich.com



ҚазМұнайГаз
 О Н И М Д Е Р І О Н И М Д Е Р І

call center: 8 800 080 22 22
www.azskmg.kz

ПРОМЫШЛЕННАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ: КТО ПРОПИШЕТ АЛГОРИТМЫ ИНТЕГРАЦИИ



Андрей Ковалев,
Директор департамента
нефти и газа
ООО «ПСИ»

- Как можно классифицировать интегрированные системы в промышленности по поколениям?

- Классификация, безусловно, важна в любой сфере техники и науки, в том числе в автоматизированных системах управления производственными процессами. По поколениям развития, мне кажется, общепринятой классификации нет. Но вполне можно предложить свою классификацию. Определимся, что речь идет об автоматизированных системах диспетчерского управления (АСДУ) и интегрированных с ними системах. Мы не рассматриваем АСУ предприятия в целом, системы класса ERP, OLAP и другие. Также отметим, что классификация применима к предприятиям газовой промышленности и предлагается для стран, некогда входивших в СССР, включая Россию.

Из критериев оценки АСДУ можно выделить – поколения техники и базового программного обеспечения; развитость уровня средств автоматизации – КИПиА;

развитость средств связи; функции АСДУ; уровень интеграции приложений между собою и с другими системами (теми же ERP). Важную роль играют и размеры бюджетов, выделяемых на создание систем.

Основываясь на этих критериях можно классифицировать АСДУ следующим образом:

1. Устаревшие системы

60–80-х годов: ЭВМ с закрытой архитектурой, небольшой уровень оснащения датчиками (КИПиА), устаревшие системы связи (часто играют ключевую роль в построении АСДУ – ограничения и на структуру, и на функции), ограниченные функциональные возможности и отсутствие интеграции; значительные бюджеты поглощаются высокой стоимостью техники.

2. Практически устаревшие локальные системы на базе ЭВМ с открытыми операционными системами UNIX – поколение, «мелькнувшее» в нашей стране в 90х годах и сегодня почти везде передающее «эстафету» поколению «3». Несоизмеримо более удобные средства работы с системой, большая открытость интерфейсов обмена информацией часто «компенсировалась»

малым объемом автоматизации и низкоскоростными каналами связи. Реализуется интеграция с базами данных, с расчетными задачами, моделями ГТС.

3. «Локальные системы на базе персональных ЭВМ начального уровня – поколение конца 80 – начала 90-х годов. Определяющим фактором является неразвитость уровня КИПиА и связи при высокой стоимости ЭВМ, а также начальный характер программного обеспечения. Такие системы делались на «рубеже эпох» при общей нехватке средств и, как правило, обладали ограниченными функциями.

4. Локальные и слабо-интегрированные системы SCADA: 90-е годы – настоящее время. Данный тип АСДУ ориентирован практически на решение одной задачи – удаленный контроль и управление технологией (компрессорный цех, телемеханика) в реальном масштабе времени, интеграция с другими системами не реализована, прежде всего, из-за первоначального отсутствия такой задачи, системы успешно работают локально и передают «вышестоящей» диспетчерской несколько отчетных параметров по понятному протоколу.

5. Начальные интегрированные решения – 2000е годы (до 2008-2009), системы класса SCADA и MES. Решив проблему сбора данных, заказчики как правило переходят к интегрированным решениям. Для АСДУ газовой промышленности это, прежде всего, SCADA, Журнал диспетчера, расчеты диспетчера, моделирование трубопроводов, планирование ремонтов. Решения все еще испытывают влияние старых каналов связи и бюджетные ограничения, плюс малый опыт создания таких систем – в результате часто уровень интеграции реально оказывается невысоким.

6. Развивающиеся интегрированные решения (2008/2009 – наше время). Обозначенный рубеж в газовой промышленности во многом связан с принятием Стратегии информатизации ОАО «Газпром». Проектируемые с данного момента системы изначально предполагают большой объем функциональности и требуют высокого уровня интеграции компонентов – функциональной и территориальной. Бюджеты и

каналы связи перестают играть существенную роль в определении функций и структуры системы – бюджеты становятся больше, а вычислительная техника доступнее. Однако в качестве ограничений начинает выступать отсутствие опыта создания таких систем и отсутствие подходящего базового ПО. Поэтому, как правило, реализованная функциональность оказывается существенно скромнее той, которая была описана в Техническом задании.

Согласно предложенной классификации, сейчас мы находимся в рамках 4го и 6-го поколений, которые часто развиваются параллельно. Намечился переход от 6-го к 7-му поколению: накопление опыта работы, новая мощная вычислительная техника и более-менее понятные способы взаимодействия разных программных систем позволяют создавать системы с новыми функциями и новым уровнем интеграции.

Интеграция становится реальностью и позволяет повысить качество и оперативность управления, задуматься над «малолюдными» технологиями

- Насколько необходима и оправдана интеграция информационных систем разного уровня?

- Для реального получения отдачи от многочисленных дорогостоящих аппаратных и программных систем, интеграция представляется необходимой. Именно через интеграцию разных приложений можно получить эффект синергии – результирующий эффект будет выше суммы составляющих систему компонентов.

Интеграция должна быть вертикальная (по уровням управления – для России это необходимо в силу иерархической системы диспетчерского контроля) и горизонтальная – по приложениям. Последние годы развитие каналов связи сняло большинство вопросов вертикальной интеграции. Что касается горизонтальной – то задача простого сбора и начального анализа данных решена относительно давно.

Заказчики хотят нового. Еще недавно это «новое» было

синонимом эфемерного – реально работающих и используемых интеллектуальных приложений в отрасли было немного, часть из них были «самописными» и не поддающимися интеграции. Кроме того, интеграция SCADA и расчетно-моделирующих приложений не давала эффекта из-за слабости уровня КИПиА. Сейчас проблемы более-менее решаются, интеграция становится реальностью и позволяет, как повысить качество и оперативность управления, так и все больше задуматься над «малолюдными» технологиями управления и т.п.

- Какие основные требования сегодня предъявляют к промышленной автоматизации?

- Требования предъявляются очень разные. Есть очень нужная, но весьма ограниченная по функциям автоматизация и телемеханизация для контроля состояния трубопроводов и другого оборудования – здесь важна полнота охвата контролируемого объекта, удобство работы с

интерфейсов, обязательное архивирование данных и событий, надежность функционирования.

Есть задачи управления компрессорным цехом и другими оборудованием подобного класса – здесь также важны алгоритмы управления (и регулирования), правильность расчета показателей оборудования, опять же надежность и интуитивность. Надо сказать, что в таких системах все чаще компьютер как интерфейс «человек-машина» дополняется более простыми, но более надежными кнопками и пультами для важнейших команд.

Есть задачи построение интегрированных систем диспетчерского управления. В данном случае пользователи и заказчики хотят видеть большой набор интересующих их приложений с, желательно, высокой степенью интеграции и реализации концепции «одной точки» входа в систему плюс «одна точка» ведения нормативно-справочной информации. Заказчики из крупных корпораций большое внимание уделяют выполнению корпоративных требований,

реализации мер информационной безопасности, синхронизации различных крупных проектов между собой. Здесь возникает большое (если не огромное) число практических проблем.

- Каковы особенности и тенденции рынка интегрированных систем?

- Базируясь на опыте известных проектов, можно сказать, что рынок реально интегрированных систем находится пока еще в начальной стадии (если вспомнить классификацию – мало где мы реально переходим к «7-му уровню»). Хотя финансирование становится все более и более масштабным, теоритические задумки и поставленные цели не могут не поражать размахом. Однако не всегда задуманное реализуется в полной мере. Причин несколько.

Во-первых, малый реальный опыт системных интеграторов в области реальной интеграции действительно различных и сложных современных приложений. Тому есть объективные причины – проекты в России начались недавно, и для появления такого опыта просто нужно время.

Во-вторых, отсутствие самих приложений или декларативность функционала этих приложений (я не хочу упрекнуть кого либо из разработчиков в лукавстве при анонсировании функционала – в качестве единичных экземпляров в отрасли функционирует очень много интересных и интеллектуально-емких программ: проблема заключается в их «отчуждении» от места первого написания и применения; кроме того, огромное число программ находится на уровне НИОКР).

В-третьих, частое отсутствие у заказчика и пользователя понимания, что реально нужно реализовать в системе. Наиболее понятная позиция – чтобы было «не хуже» ранее сделанной системы младших поколений. Но такая позиция не ведет к развитию новых продуктов и «смазывает» результирующий эффект.

В-четвертых, проекты часто проходят в рамках планов, программ, утвержденных высоким руководством – соблюдение сроков разработки и внедрения часто становится основной целью не по коммерческим (взяв кредит в банке и т.п.), а по бюрократическим

причинам (что мы доложим на совещании?)
В-пятых, бытующая точка зрения о возможности быстрого решения сложных технических задач за счет исключительно административного нажима на инженеров, программистов, соисполнителей.

По нашим наблюдениям, четвертая причина становится все более и более доминирующей. В совокупности с другими названными и неназванными причинами, зачастую мы имеем затянувшиеся (кратно от первоначальных) сроки реализации систем и, как следствие, несогласованность с другими проектами (где есть свои проблемы и все тоже идет «не совсем так»). Кроме того, не полностью реализованный функционал системы, или же не использование на практике реализованных в системе дорогостоящих приложений. И, наконец, слабая интеграция, отсутствие «единых точек» для входа, выхода и других операций.

Однако время лечит, и по имеющимся ощущениям через несколько лет (и реализованных проектов) ситуация может измениться.

Можно также назвать несколько технико-организационных тенденций – во-первых, особая роль защиты информации (не всегда понятной и продуманной); во-вторых, возрастающая территориальная распределенность систем и

Базируясь на опыте известных проектов, можно сказать, что рынок реально интегрированных систем находится пока еще в начальной стадии

распространение технологий Интранет (внутренняя частная сеть организации), удаленного доступа и т.п. С безопасностью и распределенностью также связано распространение полного резервирования как компонентов АСДУ, так и самих диспетчерских центров.

- А с какими основными проблемами сталкивается рынок промышленной автоматизации?

В какой-то степени, рынок «перегрет» – проектов много, но не хватает хороших специалистов и времени на их реализацию. Можно отметить, что масштабные проекты больших компаний размывают



ответственность и снижают роль практически всех в принятии ответственных решений. Всегда будет отстающий смежный проект, который отстает по объективным причинам и прекрасно играет роль «козла отпущения» для многих других, отстающих уже по причине элементарной «бестолковости».

Уже отмечалось – мало примеров и прототипов тиражируемых интеллектуальных решений – расчетов, анализа, моделирования. Большая часть

базовых программных платформ для сложных систем АСДУ импортируется, что усугубляет проблему: требуется локализация, адаптация не только языка, но и методов обработки данных. Одна из проблем – языковой барьер участников проекта (очень большой процент молодых ИТ-специалистов весьма плохо говорит и особенно пишет по-английски) и т.п.

Если вернуться к масштабности и сложности структуры проектов, то здесь также может появиться проблема определения лиц, которые могут и хотят ответственно поставить задачу разработчику. Здесь разработчик должен проявлять известную настойчивость

и талант психолога, иначе трудно достичь успехов в проекте.

Есть проблема поддержки систем за счет удаленного доступа из офиса разработчика в офис заказчика – как правило, это практически невозможно по соображениям информационной безопасности. Есть и другие, частично названные выше технические и организационные проблемы взаимодействия с системами безопасности.

- Какова роль проектных институтов?

- Проектные институты в российском варианте – это уникальные организации, не имеющие прямых аналогов в западной (ЕС) школе проектирования и создания систем автоматизации. После распада СССР определенное время большая часть институтов переживала кризис, но уже к середине – концу 90-х годов ведущие коллективы смогли преодолеть «межвременье», набрать кадры и, пользуясь достаточно высокими инвестициями ОАО «Газпром», воссоздать проектное дело. Сегодня в создании системы принимают участие проектировщик (проектный институт), системный интегратор-разработчик, поставщики компонентов решения, а также пуско-наладочные и другие организации. Ведущими являются роли института и системного

интегратора, зачастую они совместно выполняют проект.

Тенденция последних лет – квалификация сотрудников институтов, участвующих в современных проектах АСДУ и других систем, существенно выросла. Помимо собственно проектирования, часть институтов проводит НИОКР, разрабатывает программные продукты или проводит их макетирование, что очень важно для реальной оценки пригодности ПО для включения в проект. Институты осуществляют также надзор за ходом реализации проекта, разрабатывают современные СТО и др. Помимо «старых» «государственных» институтов (их отличает наличие в имени приставок «Гипро.» – государственный институт проектирования...; «ВНИПИ...» – всесоюзный/всероссийский научно-исследовательский проектный институт...), появились новые проектные организации меньшей численности, но зачастую также выполняющие все необходимые проектные работы. Это положительные моменты. Отрицательные же заключаются в том, что не все коллективы вышли на современный уровень проектирования систем. Часто перед ними и не ставится такая задача, так как помимо разработки собственно АСДУ в проектном деле есть огромное число других

задач. Другой отрицательный момент видится в системе тендеров. Помимо удлинения проектирования, тендеры не позволяют сложиться устойчивому научно-техническому взаимодействию, не разрешают работать «на будущее», сопровождать и развивать собственные системы.

- Насколько российские предприятия готовы вкладываться в новые разработки, покупать новые продукты?

- Могу судить о больших компаниях. Готовы, заинтересованы, вкладываются. Тенденции перечислены выше – большие системы, большие продукты, большие задачи. Результат пока более частный и скромный, но все системы активно создаются, заказчики не теряют интерес и надежду, и проектировщики и разработчики должны их оправдать.

- Как вы видите ближайшую перспективу?

- Перспективы сильно зависят от экономики. При сохранении сегодняшних темпов скромного роста можно надеяться, что финансирование проектов будет продолжаться. Незаконченность практически всех крупных и некрупных проектов оставляют широкое поле для работы.

Можно предположить развитие событий по пессимистичному и оптимистичному сценарию.

По пессимистичному прогнозу все запутаются окончательно во все более усложняющихся вопросах менеджмента, безопасности и синхронизации, и энергия разработчиков (плюс средства инвесторов) будет «уходить в свисток».

Можно спрогнозировать и оптимистический прогноз. Интеграторы научатся рано или поздно интегрировать. «Начальство» смирится с тем, что все сроки срываются и немного снизит жесткость условий реализации проекта. Поставщики решений доделают свои решения, локализируют их (для иностранцев) и научат конечных пользователей извлекать из них практическую пользу. А постоянно развивающиеся аппаратные средства и системы коммуникации помогут интегрировать системы и реализовывать сложные алгоритмы.

Я являюсь сторонником оптимистичного прогноза. ●



«ТОЧНЫЕ ЗНАНИЯ – ОСНОВА ТОЧНЫХ ПРОГНОЗОВ»

Регистрирующие калибраторы процессов 750 Series Documenting Process Calibrator

Профессионалы в области технологических процессов уже долгое время полагаются на регистрирующие калибраторы 743/744 Documenting Process Calibrator для расширенной калибровки приборов, в особенности в сложных производственных условиях. Работа с новыми приборами 750 Series напоминает работу с приборами 743/744, вследствие чего пользователи этих устройств смогут легко приступить к использованию моделей 750 Series – для получения все большего эффекта от новых моделей специального инструктажа не требуется.

Fluke Corporation, ведущий мировой производитель портативных электронных приборов для измерений и испытаний, представляет регистрирующие калибраторы процессов 750 Series Documenting Process Calibrator. Используя новые многофункциональные калибраторы, технические специалисты могут выполнять калибровку в полевых условиях и проводить наладку еще быстрее.

Эти полевые приборы предназначены для калибровки температуры, давления, напряжения, тока, сопротивления и частоты. В них предусмотрено три режима работы: измерение, генерация и одновременные измерение и генерация, что позволяет

области производства компактных профессиональных электронных инструментов для тестирования. В инструментах Fluke реализованы функции, помогающие выполнять тестирование и наладку и критически важные для поддержания непрерывности производства.

Устройства 750 Series снабжены удобным, основанным на меню дисплеем, который помогает организованно выполнять различные задачи. Программируемые стандартные операции позволяют создавать и выполнять автоматизированные процедуры типа «as-found/as-left» (измерено/оставлено), обеспечивая быструю и постоянно воспроизводимую калибровку. Сохраненные результаты можно

Fluke Corporation, ведущий мировой производитель портативных электронных приборов для измерений и испытаний, представляет регистрирующие калибраторы процессов 750 Series Documenting Process Calibrator. Используя новые многофункциональные калибраторы, технические специалисты могут выполнять калибровку в полевых условиях и проводить наладку еще быстрее

специалистам устранять неисправности, калибровать и обслуживать оборудование с помощью одного прибора.

Компания Fluke Corporation основана в 1948 г. и в настоящее время является мировым лидером в

переслать в компьютер по интерфейсу USB, благодаря чему отпадает необходимость в ручном переписывании.

По сравнению с первоначальной моделью улучшен графический дисплей – новые уровни яркости позволяют считывать показания в любых условиях освещения. Многоязычный интерфейс содержит инструкции



Участвуйте в семинарах Fluke:
«Устранение неисправностей в двигателях и приводах»



- Теоретическая часть
- Дискуссии и тесты
- Практические упражнения
- Анализ ситуаций

Будьте эффективными в устранении проблем в двигателях и приводах. Научитесь быстро идентифицировать ошибки, осуществлять экономически эффективный ремонт и многое другое...

Зарегистрируйтесь на ближайший семинар прямо сейчас на сайте www.fluke.ru в разделе «Обучение и подготовка»



Или позвоните нам: +7 495 669 77 62





управления записями и данными калибровок. В состав данного программного средства входит база данных оборудования, с помощью которой облегчается управление приборами, создание и планирование испытаний, загрузка и разгрузка калибратора, печать стандартных отчетов и управление данными калибровки. Приборы 750 Series также поддерживают работу с решениями по управлению процессом калибровки производства Honeywell Meridium, Emerson, Cornerstone, Yokogawa, Prime Technologies, Intergraph и других компаний.

В стандартный комплект устройств 750 Series входят три набора наращиваемых тестовых проводников, три набора тестовых пробников TP220 с тремя наборами зажимов с удлиненными зубцами, два набора крючкообразных зажимов AC280, мягкий полевой чехол C799, ионно-литиевая

на английском, французском, немецком, испанском и итальянском языках.

Другое значимое улучшение состоит в использовании нового ионно-литиевого аккумулятора, емкости которого хватает для эксплуатации прибора в течение целой смены, и который можно заряжать, не вынимая из калибратора.

В комплекте со всеми моделями 750 Series поставляется новый мягкий

приборов HART, который обладает широким набором возможностей и одновременно прост в использовании. Модель 754 поддерживает функции быстрой связи HART и не требует внешнего бокса или вспомогательного инструмента

Новые регистрирующие калибраторы процессов 750 Series Documenting Process Calibrator внесены в государственный реестр средств измерений

чехол C799. Этот уникальный чехол снабжен прозрачным окном, защищающим устройство от внешних воздействий, но предоставляющим оператору полный доступ к органам управления и клавиатуре калибратора. В конструкции чехла предусмотрены входное и выходное отверстие для тестовых проводников, открытые боковые карманы для подключения модуля давления и достаточное место для хранения модуля давления, ручных насосов, тестовых проводников и соединительных кабелей.

Встроенные функции связи по протоколу HART

Модель 754 представляет собой первый полевой калибратор

для регулярной калибровки и обслуживания приборов HART. По мере выхода новых инструментов и новых версий HART обновление модели 754 осуществляется просто. Поддержка калибратора 754 обеспечивается компанией Fluke, которая входит в организацию HART Communications Foundation.

Поддержка распространенного программного обеспечения для управления приборами

Приборы 750 Series поддерживают работу с новым ПО Fluke DPC/TRACK™ 2, предназначенным для

аккумуляторная батарея, зарядное устройство для батареи, кабель USB, руководство по началу работы, полное руководство на CD-ROM, нормативный сертификат калибровки NIST, демонстрационная версия ПО DPC/TRACK 2 и трехгодичная гарантия. В комплект модели Fluke 754 входит коммуникационный кабель HART. ●



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

Официальный представитель
KOBOLD, SEETRU, FUJI ELECTRIC

ПРОМЫШЛЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ИДЕАЛЬНО ТОЧНО!
РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

WWW.KOBOLD-RUS.RU

тел.: (495) 665-00-51

WWW.RIZUR.RU

тел.: (4912) 92-51-51

ИДЕАЛЬНО ТОЧНО!
РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Россия, 390035,
г. Рязань, проезд Гоголя 3А.
Тел./факс: (4912) 24-60-61,
24-60-84, 24-60-45, 24-07-89,
24-11-66, 92-36-00, 92-36-70,
92-51-51, 92-57-57
E-mail: marketing@rizur.ru
WWW.RIZUR.RU



Расход



Вихревой расходомер DVH-R

Электромагнитный расходомер DMH-R

Массовые кориолисовые расходомеры TM-R/TMU-R

Цельнометаллический ротаметр BGN-R

Пластиковые и стеклянные ротаметры KSM-R/KFR-R/KDF-R



Давление



Датчик дифференциального давления PAD-R

Датчик давления с выносной диафрагмой PAS-R

Малогабаритные датчики давления (тонкопленочные, пьезорезистивные, с керамической ячейкой) SEN-R

Манометры MAN-R

Переносные датчики давления с интегрированным/внешним сенсором. HND-R



Уровень



Поплавковые датчики-реле уровня NGS-R/NKP-R/RFS-R

Буйковый датчик уровня BA-R

Вибрационные датчики уровня NWS-R/NSV-R/NVI-R

Байпасные роликовые уровнемеры NBK-R

Поплавковые уровнемеры NM-R/NMT-R

Емкостные датчики уровня LNЗ-R/NCW-R/NTS-R



Температура



Переносной термометр HND-R

Электронное реле температуры TDD-R

Термометры DTM-R/TNF-R/TNS-R

Погружные термпары TTM-R/TTL-R/TTD-R

Спиртовые термометры TGR-R/TGL-R

Термометры сопротивления LTS-R/TWD-R/TWN-R



Функциональная аппаратура



Универсальные индикаторы ADI-R

Дозаторы ADI-R/DAG-R

Самописец KLS-R

Счетчики ZEC-R/ZBS-R

Шифраторы вращения ZDA-R/ZDI-R



Промышленный обогрев



Обогреватели для КИПиА Оур, Оур-ПЛ, ОНП, обогреватели типа «ОША-Р»

Металлические и стеклопластиковые шкафы RizurBox

Утепляющие чехлы любых размеров по чертежам заказчика

15 лет

УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ!

ЖИЗНЬ В РЕЖИМЕ ON-LINE

Каждый день, приходя на работу, мы включаем компьютер, обмениваемся сообщениями и письмами, пересылаем файлы. Сидя в московском офисе, нам не составляет труда направить документы в филиал во Владивостоке. Все это стало настолько привычным, что сегодня сложно представить мир, в котором бы таким возможностей не было. С каждым годом технологии становятся «умнее», а мир мобильнее. Как и кем создаются технологии, меняющие мир? Мы говорим об этом с генеральным директором компании «Логика бизнеса 2.0» **Марией Каменновой**



Мария Каменнова,
генеральный директор,
«Логика бизнеса 2.0»

– Женщины – редкость в сфере ИТ, как вы пришли в отрасль?

– Действительно, женщин в отрасли всего 7%. В 90-е гг. ежегодно составлялся рейтинг «Топ-100 самых влиятельных персон российского ИТ-рынка». И в этой сотне всегда было от 5 до 8 женщин. Мой приход в ИТ-отрасль, в первую очередь, был обозначен образованием. Я окончила факультет прикладной математики, что предопределило мою работу сначала в науке, а потом в области прикладных информационных технологий. Когда в 90-х годах нужно было определяться с

жизненной траекторией, я решила заняться бизнес-консалтингом. Моей специализацией стали услуги по описанию и оптимизации бизнес-процессов предприятия. Консалтинговый бизнес развивался, им нужно было руководить – и я стала руководителем компании.

– Тогда же и образовалась «Логика бизнеса 2.0»?

– «Логика» появилась не сразу. Первая моя компания была образована в 1992 году, потом произошло слияние с другой российской компанией, после чего часть бизнеса выделилась и в 2001 году была оформлена в компанию «Логика бизнеса». Несколько раз ее перекупали, так что название «Логика бизнеса» совсем было исчезло с рынка.

«**Единственное, за счет чего мы выигрывали, – качество и хорошее отношение к клиентам. Они нам доверяли и в следующий раз делали еще больший заказ**»

Но когда я оказалась в группе «АйТи», название возродилось: в результате объединения нескольких департаментов, оказавшихся в моем ведении, образовалась «Логика бизнеса 2.0». По сути, это новая версия «Логики», с более продвинутыми, современными технологиями, более широким спектром услуг, более амбициозными задачами. Новый

виток развития, то, что обозначают цифрами 2.0.

– Какие этапы становления компании можно выделить за это время?

– Надо сказать, что мой бизнес развивался эволюционно, как говорят еще, бутстрэпом. Очень больших финансовых ресурсов никогда не было, так что развивались мы только на то, что зарабатывали сами. Да, были знаковые проекты с крупными организациями, но маленькой компании всегда не просто получить большой проект. Единственное, за счет чего мы выигрывали, – качество и хорошее отношение

к клиентам. Они нам доверяли и в следующий раз делали еще больший заказ. Когда получаешь проект, бюджет которого на порядок больше всех предыдущих проектов, – это определенный challenge, вызов. Нужно увеличивать ресурсы, менять структуру управления и т.д. Когда в компании 100 человек – это одна система управления, когда их 300 или 500 – уже совсем другая.

Сейчас в нашей компании 350 человек – новый виток эволюции. Опять же оборот компании: сначала ты зарабатываешь «в одиночку» 100 тыс. евро, потом миллион, затем 100 миллионов. Новый уровень финансовых потоков, которые ты генеришь и которыми управляешь, заставляет принципиально менять управленческий подход, а также модель поведения на рынке.

– С кем приходится конкурировать?

– Сейчас мы конкурируем с компаниями, которые, как и мы, работают в сегменте управления

в многофункциональную систему управления корпоративной документацией. Теперь это целая линейка продуктов ЕСМ-класса, которую с середины сентября мы начинаем позиционировать под новым названием – «Логика ЕСМ». В этой продуктовой линейке представлены и новейшие технологии, и актуальные требования клиентов.

Например, еще пару лет назад никто и не предполагал, что самым большим спросом будут пользоваться мобильные клиенты для корпоративных ИТ-систем. По прогнозам, до 85% доступа в такие

«**Мы работаем на стыке управленческих и информационных технологий, используем самые современные разработки и тренды ИТ-рынка**»

корпоративным контентом (ЕСМ) и управления бизнес-процессами (ВРМ) – рынок достаточно большой. Все компании современные, все предлагают инновационные технологии и решения, работают с крупными корпорациями и госструктурами. По сути, мы конкурируем с ведущими системными интеграторами, составляющими топ-10 российского ИТ-рынка.

– За счет чего вы остаетесь конкурентоспособными?

– Мы позиционируем себя как ведущего игрока на рынке ЕСМ и ВРМ, процессной и бизнес-аналитики. Мы работаем на стыке управленческих и информационных технологий, используем самые современные разработки и тренды ИТ-рынка, в частности, методологию и технологии интеграции ЕСМ и ВРМ, каковая считается ведущими отраслевыми аналитиками (Gartner, Forrester, IDC) одним из главных трендов мирового рынка ИТ.

У нас есть очень популярный на рынке продукт – ИТ-система «БОСС-Референт», которую группа «АйТи» выпускает и развивает вот уже 15 лет: свыше 200 тыс. рабочих мест по России, в клиентах – известные компании и госструктуры. Мы сейчас активно разрабатываем новую функциональность, новые интерфейсы, превратив обычную программу электронного документооборота

системы будет осуществляться с мобильных устройств, это относится и к доступу с телефона к корпоративным документам. Сейчас на этом работают все ключевые разработчики мобильных и ИТ-платформ. Клиенты хотят, чтобы системы документооборота были столь же комфортны, как социальные сети, чтобы в любую систему можно было достучаться с любого мобильного телефона, из любой географической точки и в любое время. И современные системы непременно должны удовлетворять этим требованиям.

– С какими трудностями приходится сталкиваться при работе с заказчиками?

– Прежде всего, завышенные ожидания клиентов. Очень важно с самого начала говорить с клиентом на одном языке. Важно понимать, насколько твое решение соответствует уровню зрелости клиента. Если вы предлагаете новейшую систему, которая автоматизирует все подряд, а заказчик не знает, что такое Excel, то пользы от такого сотрудничества не будет. Как правило, уловить все направления мысли клиента сложно, сблизить видение ситуации и результата – большое умение.

– Есть ли какая-то специфика работы с нефтегазовыми компаниями? Что для них сейчас особенно актуально?

– Специфика в том, что нефтегазовые компании – это

очень крупные, территориально распределенные структуры. Именно эта распределенность и служит причиной того, что особенно актуальным для них оказывается решение для централизации финансовой службы. Большинство нефтегазовых холдингов для обработки первичной финансовой документации (счетов, счетов-фактур и прочих документов) переходит к использованию централизованной бухгалтерии. Это означает, что десятки филиальных бухгалтерий объединяются в несколько сервисных центров, которые обслуживают несколько филиалов и дочерних компаний.

Такая консолидация ресурсов в несколько раз сокращает штат бухгалтеров, что существенно снижает затраты на ведение всех бухгалтерских операций. Понятно, что компаниям это выгодно. Но такая схема организации бухгалтерии требует использования средств автоматизации, иначе ощутимого сокращения затрат на ведение учета не будет. Если в компании нет ИТ-системы централизованного финансового документооборота, в процессе сбора первичной документации из отдаленных подразделений неизбежно будут возникать задержки и потери документов, сложнее станет искать нужные для отчетов данные.





У нас такое решение есть – «Логика ЕСМ. Финансовые документы», и оно уже было с успехом внедрено в нескольких крупных компаниях.

– Что можно сказать, сравнивая российский и мировой рынок, насколько российские компании имеют доступ к ноу-хау?

– Считается, что российский ИТ-рынок отстает от мирового лет на пять. Но это как средняя температура по больнице. Когда компания SAP в 1998 году открыла представительство в России и немецкие консультанты поехали внедрять решения в Сибири, и у консультантов, и у пользователей случился культурологический шок. Прошло 20 лет, и сегодня система SAP выглядит вполне приемлемо, ее внедряют даже небольшие компании. Т.е. общее отставание есть, но оно постепенно сокращается. И многое зависит от уровня зрелости компаний. В принципе, каждая компания может найти любое подходящее решение, но успешность его внедрения зависит от понимания компанией того, что нужно для повышения эффективности ее бизнеса, т.е. от управленческой зрелости компании.

– А предложение?

– Предложение на рынке диктуется потребностями клиентов. Мировой

рынок разнообразнее российского, но сегодня можно работать с решениями по модели SaaS, из «облака».

– О каком поколении информационных технологий можно говорить сегодня?

– Структуру текущего момента характеризуют три тренда. Распределенный компьютеринг

«Мы продвигаем на российском рынке систему, с помощью которой разработанный бизнес-процесс внедряется за считанные недели»

«облачной» архитектуры – когда вы храните свои данные на серверах, размещенных по всему миру, так что вы не знаете, где именно ваши данные находятся и где обрабатываются. Где-то в «облаке». Мобильность – доступ с любого мобильного устройства к корпоративному контенту. И социальные сети, влияние, которое они оказывают на корпоративные системы. Совокупность этих тенденций каждый день приносит какие-то новые технологии. Сейчас наступает такой момент в жизни, который называется digital live, когда каждый соединен с каждым. Этот момент определяет и новый способ потребления информации,

поведения людей в быту и компаний на рынке. «Цифровой жизни», digital live соответствует поколение информационных технологий, которое можно обозначить как 2.0. Возможно, с некоторыми проявлениями поколения 3.0.

– Как рождается идея нового продукта?

– Придумывание чего-то нового – очень интимный процесс. Гуру процессного управления Майкл Хаммер сказал, что придумать идею достаточно легко, сложно воплотить ее в жизнь. Идеи умирают в окопах. Поэтому очень важно от идеи перейти к ее реализации – довести до рынка.

– Сколько времени проходит от разработки идеи до ее внедрения?

– Идея идее рознь, но, как правило, разработка занимает не меньше года. Внедрить можно быстрее. Многие инновации направлены на то, чтобы их можно было внедрить как можно быстрее. Например, мы продвигаем на российском рынке систему субъектно-ориентированного управления бизнес-процессами Metasonic – с ее помощью разработанный бизнес-процесс внедряется за считанные недели. Немецкие разработчики зашли совершенно с другой стороны, и теперь любое изменение

в системе, которое раньше требовало минимум полгода, можно осуществить буквально на ходу.

– А появляются академические разработки, которые рынок не готов пока принять?

– Очень много. От чистой науки – через прикладную – до успешного бизнеса на основе инновационной разработки большая дистанция. Преодолеть ее – большое искусство. На этом основан целый рынок венчурного финансирования инновационных стартапов, который служит мощным драйвером, например, экономики США. Такой же рынок должен быть и у нас. ●



НА СЛУЖБЕ ПРОМБЕЗОПАСНОСТИ

Владислав Ахметов,
руководитель группы САПР,
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»,
г. Кстово;

Александр Юшков,
ведущий инженер по системам электронного
архива и документооборота,
«Бюро САПР»,
г. Москва

Ошибаться нельзя!

Давайте поставим себя на место сотрудника УПБ и посмотрим, чем же им приходится заниматься. Проведение инструктажей, проверок знаний сотрудников; планирование, организация, проведение различных проверок установок и производств; контролирование своевременности проведения необходимых мероприятий с целью устранения выявленных нарушений; общение с контролирующими органами (работа с предписаниями, постановлениями и т.п.). А вдруг авария или несчастный случай на производстве? Не стоит забывать и об отчетности. Руководство всегда хочет знать, что и как происходит на его предприятии. Что характерно, эта область отличается большим объемом бумажных документов: предписания, инструкции, планы, отчеты.

Причем нередко одни документы заменяют (дополняют) другие. В такой ситуации легко и ошибиться, а ошибаться нельзя! Конечно, персональные компьютеры позволяют хранить и систематизировать документы. Но при занесении всех бумажных документов в компьютер возможно дублирование, а порой и противоречивость однотипной информации на различных компьютерах. И при этом планирование, контроль исполнения, отчетность, переписка всё равно остаются тяжёлым ручным трудом.

Естественно, такое положение дел не устраивает руководство УПБ. Поэтому попытки автоматизировать работу возникали уже неоднократно. Но использование не специализированного программного обеспечения или ПО, адаптированного под другое предприятие, не приносило желаемых результатов. Поэтому когда «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» предложил реализовать автоматизацию УПБ на базе системы Lotsia PDM Plus, которая уже хорошо себя зарекомендовала при автоматизации ПКО предприятия, твердой уверенности в положительном ходе проекта

Принято считать, что автоматизация в первую очередь касается тех видов деятельности, которые напрямую зависят от использования компьютеров. Но именно в сферах, непосредственно несвязанных с применением персональных компьютеров, внедрение систем автоматизации проявляется наиболее ярко и результат от их использования наиболее очевиден. Как внедрялась информационная система управления промышленной безопасностью (ИС УПБ) на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и каких результатов благодаря этому удалось достичь?

у руководства УПБ не было. Однако сдача в тестовую эксплуатацию уже первых частей проекта показала, что в этот раз управление промышленной безопасности, наконец, получило ту систему, которая ему была столь необходима.

Задачи и команда

В рабочую группу проекта вошли представители компании «РебисРАША» (Группа компаний «Русский САПР»), специалисты филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» и несколько специалистов УПБ. Со стороны УПБ проект курировал начальник отдела промышленной безопасности Юрий Иванович Савинов.

В качестве основных задач, которые должна была решать система, были выделены следующие:

- учёт и контроль проведения инструктажей и проверок знаний работников;
- производственный контроль 2-го уровня;
- производственный контроль 3-го уровня;
- контроль и учёт предписаний надзорных органов;

- регистрация и учёт опасных производственных факторов и объектов;
- регистрация и учёт аварий, инцидентов, неисправностей.

С целью сделать процесс внедрения системы наиболее гибким и безболезненным для сотрудников УПБ и предприятия в целом было решено разделить проект на шесть модулей (по количеству задач) и производить внедрение системы помодульно. Таким образом, подобный способ внедрения имел и ещё один положительный момент – демонстрация возможности масштабирования системы, причём как вертикально (расширение функционала системы), так и горизонтально (постепенное увеличение числа пользователей системы).

На старте

Осуществление проекта началось в феврале 2008 г. с проведения обучения сотрудников ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ», назначенных для сопровождения проекта в качестве администраторов Lotsia PDM Plus.

Следующим шагом было проведение специалистами компании «Ре бис РА ША» совместно со специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» обследования, в результате которого была получена общая информация по проекту в целом и детальная информация по первой его части – «Учёт и контроль проведения инструктажей и проверок знаний работников». Через 3 месяца после начала реализации проекта, первый модуль системы был передан в УПБ для тестовой эксплуатации. Модуль «Учёт и контроль проведения инструктажей и проверок знаний работников» включал в себя следующее:

1. Ведение карточек работников с фиксированием дат и результатов проведения ежегодных проверок знаний, повторных и внеплановых инструктажей. При этом предусмотрена возможность временного и полного отключения контроля системой за сроками проведения инструктажей и проверок знаний по каждому сотруднику.
2. Предоставление руководству, начальникам производственных подразделений и специалистам УПБ отчётов о выполнении

графика проверок знаний и инструктажей.

3. Рассылка оповещений о необходимости проведения инструктажей и проверок знаний, а так же об истечении срока проведения проверок знаний и инструктажей лицам, ответственным за их проведение.

4. Предоставление отчётов отделу охраны труда об экзаменуемых лицах, не прошедших аттестацию, и многое другое...

Кроме того, была решена проблема единого информационного пространства. Другими словами, теперь вся информация хранится в одном месте в строго определённом структурированном виде.

Расширение функционала

В течение двух месяцев специалисты УПБ, начальники установок, производств проходили первичное обучение по работе с системой. В это же время активно тестировался переданный модуль. Все замечания и пожелания подробно разбирались, и, при необходимости, в модуль вносились корректировки. К концу тестового периода удобство от использования системы ощутили не только специалисты УПБ, но и другие сотрудники предприятия. Так, например, начальники установок получили прекрасный инструмент для напоминания о необходимости проведения инструктажей и проверок знаний, тем самым сократив количество срывов этих мероприятий.

После завершения первого этапа рабочая группа приступила к реализации следующих модулей системы: «Производственный контроль 2-го уровня» и «Производственный контроль 3-го уровня».

Как и при разработке первого модуля системы, участники рабочей группы сначала провели обследование на предмет получения детализированной информации, необходимой для реализации этих модулей.

Через два месяца УПБ уже получило первые тестовые варианты модулей, и с октября 2008 г. началось активное обучение пользователей для работы с новыми модулями. Обучение, как и в первый раз, проводилось силами

специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ», а информационная поддержка и внесение исправлений по выявленным замечаниям и пожеланиям пользователей – специалистами компании «РебисРАША».

В результате совместной работы к концу года проект функционировал в составе трёх основных модулей. Помимо ставших уже привычными, в системе появились новые возможности:

- формирование графика производственного контроля 2-го уровня и 3-го уровня. Сформированный график проведения производственного контроля можно выгрузить из системы напрямую в MS Excel;
- фиксирование результатов проверок с выдачей соответствующих предписаний и фиксирование их выполнения;
- предоставление руководству, начальникам производственных подразделений и специалистам УПБ отчётов о выполнении графиков производственного контроля и мероприятий по результатам этого контроля.

Ввод в действие модулей производственного контроля позволил упростить работу по планированию, контролю за соблюдением графика, отслеживанию в режиме реального времени результатов проведения проверок и исполнения выданных предписаний. С другой стороны, исполнители получили возможность сокращения времени согласования сроков переноса исполнения предписания, если такая необходимость возникнет. Кроме того, появилась возможность отследить, по чьей вине произошёл срыв срока исполнения предписания (исполнитель не сделал или проверяющий не проконтролировал исполнение).

Также заметно сократилось время, которое приходится тратить специалистам УПБ на формирование сводной отчётности по проведению мероприятий производственного контроля.

Дальше – больше

Так как оставшиеся три модуля («Контроль и учёт предписаний надзорных органов», «Регистрация и учёт опасных производственных факторов и объектов»,

«Регистрация и учёт аварий, инцидентов, неисправностей») предназначены для использования исключительно специалистами УПБ, было решено сделать их совместно.

Модуль «Контроль и учёт предписаний надзорных органов» позволил:

- регистрировать предписания
- формировать план мероприятий по выполнению предписаний. Каждое мероприятие может формироваться с указанием нескольких ответственных исполнителей, причём отслеживание выполнения мероприятия происходит по каждому исполнителю в отдельности;
- регистрировать переписку и внутренние документы по выполнению предписаний;
- представлять руководству, начальникам производственных подразделений и специалистам УПБ отчёты о выполнении пунктов предписаний и мероприятий по предписаниям.

Модуль «Регистрация и учёт опасных производственных

факторов и объектов» дал возможность:

- регистрировать опасные производственные и профессиональные риски, опасные производственные объекты предприятия, заключения экспертизы ПБ, аттестацию рабочих мест;
- представлять руководству, начальникам производственных подразделений и специалистам УПБ отчёты об опасных производственных и профессиональных рисках, опасных производственных объектах предприятия, заключениях экспертизы ПБ, аттестацию рабочих мест по формам, предусмотренным действующими стандартами и положениями предприятия;
- вести реестры в соответствии со стандартами и положениями, действующими на предприятии.

Модуль «Регистрация и учёт аварий, инцидентов, неисправностей» позволил регистрировать аварии, инциденты, неполадки, производственный травматизм и профзаболевания.

Теперь по результатам расследования инцидентов формируются планы необходимых мероприятий, а руководству и специалистам УПБ представляются отчёты об их выполнении.

Резюмируя

Проект по внедрению ИС УПБ был реализован в течение одного календарного года.

Внедрение системы позволило сократить трудозатраты на повседневные рутинные работы, дало возможность своевременно в автоматическом режиме получать оповещения о запланированных мероприятиях и контролировать сроки их выполнения. Упростилось формирование сводных отчётов, составляемых в УПБ.

Естественно, в процессе эксплуатации может возникнуть потребность в дополнительном функционале. Но уже очевидно, что дополнительные возможности могут быть реализованы достаточно оперативно. ●

ГК «Русский САПР» предлагает решения для комплексной автоматизации инженерной и проектной деятельности. Поставка, внедрение и поддержка программных и аппаратных средств САПР и ГИС-систем, IT-консалтинг и IT-аудит, выполнение проектных работ, обучение и переподготовка инженерного персонала.



РЕШЕНИЯ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

СЕГОДНЯ МЫ ПРЕДЛАГАЕМ НАШИМ КЛИЕНТАМ:

WWW.RUSAPR.RU

- » Комплексные поставки программного обеспечения.
- » Техническая поддержка всех видов программного обеспечения САПР и ГИС.
- » Аудит и консалтинговые услуги в области автоматизации и управления проектно-конструкторской деятельностью отделов, подразделений и предприятий в целом.
- » Сопровождение и техническая поддержка проектов заказчиков.
- » Локализация программных продуктов к требованиям отечественных норм и правил.
- » Разработка специализированного программного обеспечения для дополнения и расширения возможностей базовых графических платформ.
- » Выполнение договорных работ по созданию трехмерных моделей.
- » Разработка и техническая поддержка собственных программных продуктов.

МОСКВА: 125047, Оружейный пер., д. 17а. Тел.: (495) 744-00-11. E-mail: info@rusapr.ru САМАРА: 443000, ул. Нововокзальная, д. 146а, офис 4. Тел.: (846) 993-42-65, (846) 993-68-16. E-mail: samara@rusapr.ru КРАСНОДАР: 350049, ул. Красных Партизан, д. 194, офис 309. Тел.: (861) 210-25-89, 220-76-38. E-mail: krasnodar@rusapr.ru НИЖНИЙ НОВГОРОД: 603001, Нижневолжская наб., д. 7/2, офис 22. Тел.: (831) 434-28-68. E-mail: nn@rusapr.ru ТОМСК: 634045, ул. Федора Лыткина, д. 3/1, офис 450. Тел.: (3822) 506844. E-mail: tomsk@rusapr.ru ПЕРМЬ: 614002, ул. Сибирская, д. 94, офис 240. Тел.: (342) 257-14-32, 257-14-33, 257-14-34. E-mail: perm@rusapr.ru ВОЛГОГРАД: E-mail: volgograd@rusapr.ru САНКТ-ПЕТЕРБУРГ: E-mail: spb@rusapr.ru УФА: E-mail: ufa@rusapr.ru

ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Действие лазерного газоанализатора Yokogawa TDLS200 основывается на методе диодной лазерной абсорбционной спектроскопии. Этот прибор характеризуется высокой селективностью и долговременной стабильностью, обеспечивает быстрый «in-situ» (непосредственно в трубе) анализ газов с коррозионно-агрессивными компонентами или высокой температурой. Каков принцип работы этого прибора и где он находит свое применение?

Казуто Тамура,
Юкиико Такаматсу,
Бизнес-центр аналитической продукции,
штаб-квартиры бизнеса промышленной автоматизации
Томояки Нанко,
Департамент обеспечения качества,
штаб-квартиры бизнеса промышленной автоматизации
Дзюньити Матсуо,
Отделение лазерного анализа,
Корпорация Yokogawa США
Лилия Бердникова,
руководитель отдела аналитических систем,
к.х.н.
Олег Некрасов,
инженер отдела аналитических систем

Лазерный газоанализатор использует метод абсорбционной спектроскопии на основе перестраиваемого лазерного диода (TDLAS) и обладает возможностью измерения концентрации в пробе газа с высокой селективностью и без непосредственного контакта – только путем облучения пробы газа излучением перестраиваемого лазерного диода. Таким образом, могут выполняться быстрые и точные «in-situ» измерения в газоходах техпроцесса при различных условиях. Например, измерения могут проводиться при температуре вплоть до 1500°C, а также в средах с пульсирующим давлением. Лазерный газоанализатор Yokogawa TDLS200 также может проводить измерения при наличии коррозионно-агрессивных или токсичных газов. Точные аналитические сигналы, формируемые анализатором, имеют минимальное время отклика, что способствует увеличению выхода продукта, повышает энергоэффективность и безопасность в различных производственных технологических процессах. Простота конструкции (отсутствие движущихся деталей и компонентов с ограниченным сроком

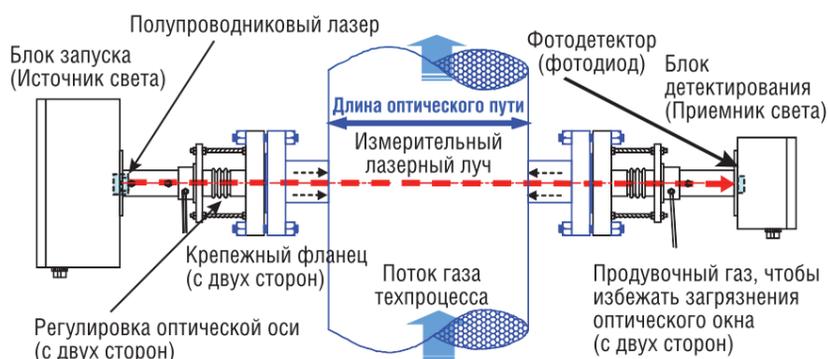
службы) гарантирует эксплуатацию и управление практически без технического обслуживания.

Лазерный газоанализатор Yokogawa TDLS200 представляет собой новый тип лазерных газоанализаторов, используемых для промышленных измерений. Применение метода интегрирования площади пика устраняет погрешности измерения, вызванные изменением давления и присутствием других газов в пробе. Он также позволяет выполнять точное определение концентрации компонентов газа даже при одновременном изменении его температуры и других показателей. Настоящая статья представляет обзор лазерного газоанализатора TDLS200, его функций и принципа измерений, а также рассматривает примеры его применения.

ИНСТАЛЛЯЦИЯ И КОНФИГУРАЦИЯ ЛАЗЕРНОГО ГАЗОАНАЛИЗАТОРА TDLS200

На рисунке 1 показан пример установки лазерного газоанализатора TDLS200. Газоанализатор имеет блок излучения и блок детектирования, которые обычно размещаются напротив друг друга на противоположных сторонах

РИСУНОК 1. Установка и конфигурация. Пример лазерного газоанализатора TDLS200

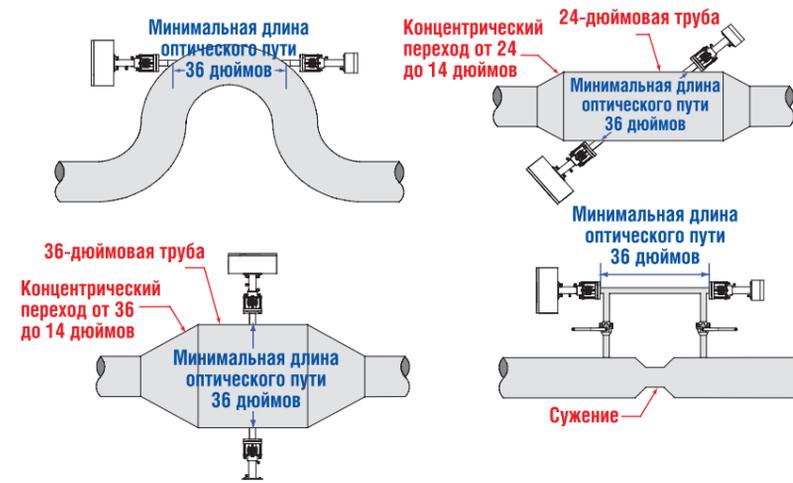


(поперёк) газохода, через который проходит поток газа техпроцесса. Подобный вариант применяется для газоходов шириной до 20 м.

Оптические окна отделяют внутренние части анализатора от измеряемой среды. Излучение полупроводникового лазера проходит через оптическое окно блока излучения, измеряемый газ, оптическое окно блока детектирования и достигает фотодетектора. Фотодетектор регистрирует лазерный луч и преобразует его энергию в электрический сигнал. Вычислительное устройство блока излучения определяет спектр поглощения измеряемого компонента, вычисляет площадь пика спектра, преобразует её в концентрацию компонента и выводит в качестве аналогового сигнала 4...20 мА.

Механизм юстировки имеет гофрированную конструкцию, которая позволяет упростить регулировку угла оптической оси, сохраняя герметичность трубопровода, что особенно важно для технологических процессов в промышленности. Соединение блока излучения и блока детектирования с помощью устройства регулировки оптической оси упрощает настройку оптической оси не только для стандартной конфигурации, (два блока размещаются с двух сторон трубы, как показано на рисунке 1), но и для других вариантов установки (рисунк 2). Данное техническое решение позволяет выбрать тот способ инсталляции прибора, который наилучшим образом подходит для измеряемых компонентов и технологического оформления процесса, и в то же время гарантирует оптимальные условия измерений.

РИСУНОК 2. Варианты установки TDLS200



ПРИНЦИП ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ЛАЗЕРНЫМ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОМ TDLS200

TDLS200 использует метод диодной лазерной абсорбционной спектроскопии (TDLAS). Метод основан на измерении спектра поглощения излучения (инфракрасная/ближняя инфракрасная область), свойственного молекулам вещества вследствие колебательной и вращательной энергии перехода молекул в измеряемом компоненте. Источником излучения для формирования спектра служит полупроводниковый лазер с крайне узкой шириной спектральной линии. Оптический спектр поглощения, свойственный для основных молекул, таких как O₂,

NH₃, H₂O, CO и CO₂, находится в области от инфракрасной до ближней инфракрасной. Измерение величины поглощенного излучения

РИСУНОК 3. Примеры мод колебания и вращения молекул

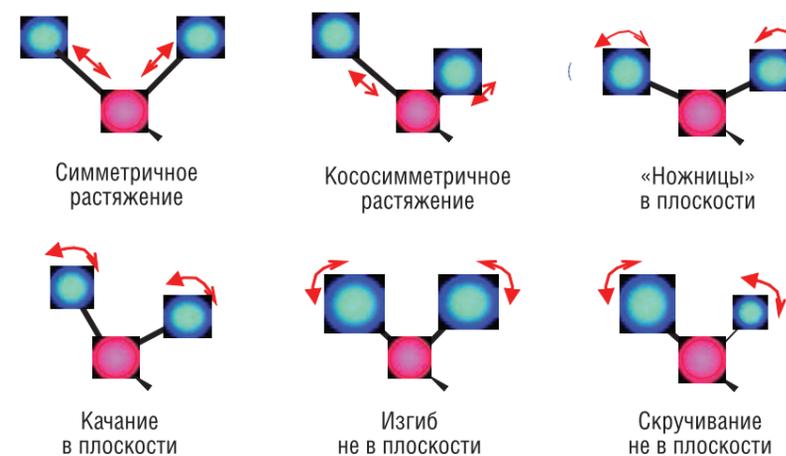
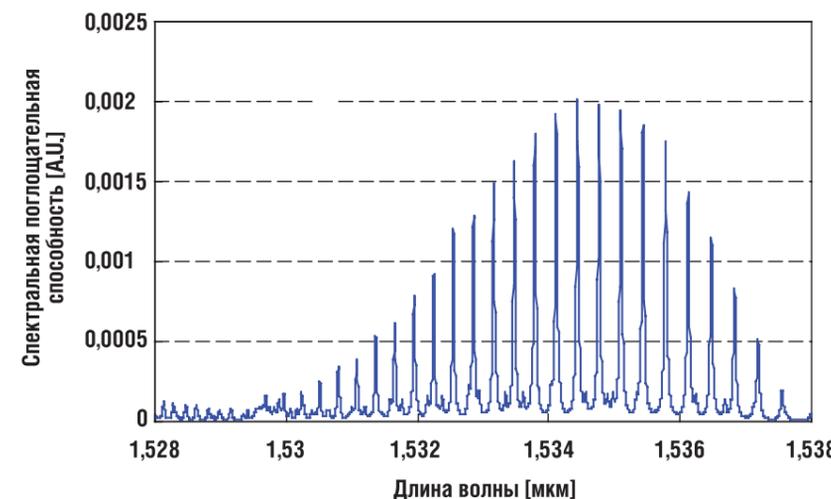


РИСУНОК 4. Спектр поглощения CO₂



при определенной длине волны (спектральная абсорбционная способность) делает возможным вычисление концентрации измеряемого компонента.

ОПТИЧЕСКИЙ СПЕКТР ПОГЛОЩЕНИЯ В ИНФРАКРАСНОЙ И БЛИЖНЕЙ ИНФРАКРАСНОЙ ОБЛАСТИ, ВОЗНИКАЮЩИЙ БЛАГОДАРЯ ЭНЕРГИИ КОЛЕБАНИЙ И ВРАЩЕНИЯ МОЛЕКУЛ

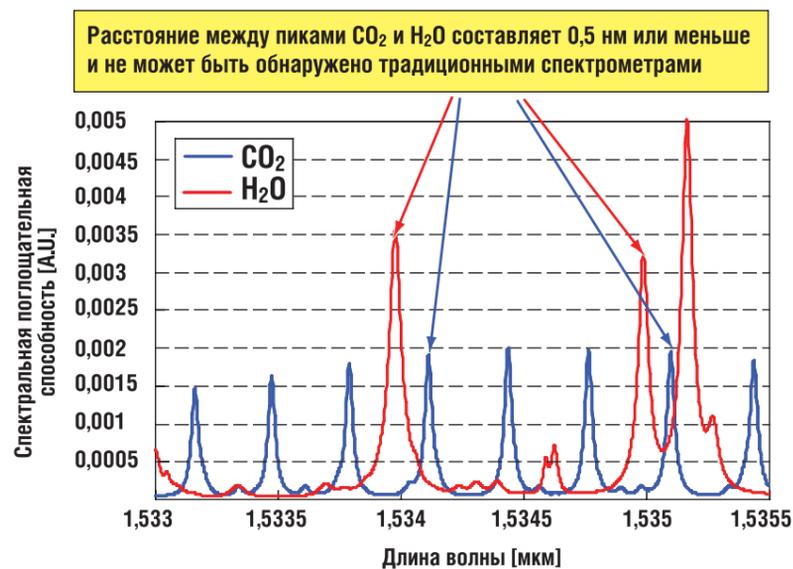
На рисунке 3 показаны виды колебаний и вращения молекул, на рисунке 4 показан типовой спектр поглощения CO₂ в инфракрасной и ближней инфракрасной области. Молекулы, состоящие из двух и более атомов, поглощают излучение на частотах, характерных для мод колебания и вращения при движении типа растяжение, «ножницы» и др., как

показано на рисунке 3. Ширина полосы поглощения для CO₂, представленная на рисунке 4, составляет порядка 10 нм, а ширина спектральной линии каждого пика поглощения в этой полосе примерно 0,05 нм.

КОМПОНЕНТНАЯ СЕЛЕКТИВНОСТЬ КАК ОТЛИЧИТЕЛЬНАЯ ЧЕРТА ДИОДНОЙ ЛАЗЕРНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ

На рисунке 5 показан спектр поглощения для CO₂ и H₂O. Разрешающая способность обычных спектрометров в

РИСУНОК 5. Спектры поглощения CO₂ и H₂O



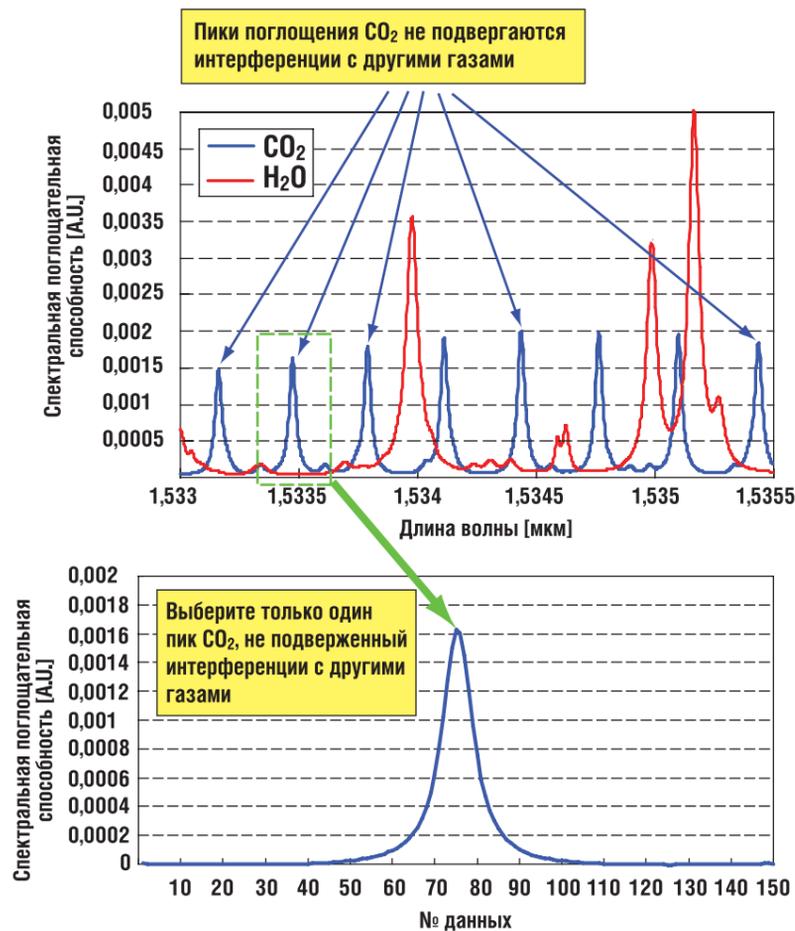
инфракрасной/ближней инфракрасной части спектра составляет по длине волны примерно от 0,3 до 3 нм. Это значение больше или равно расстоянию между пиками поглощения различных газов (0,5 нм или меньше), что делает невозможным идентификацию данных пиков. Яркий пример – измерение концентрации CO₂ в присутствии H₂O. Спектры CO₂, полученные с помощью традиционного спектрометра, будут интерферировать со спектрами H₂O. Для устранения интерференции, необходимо до проведения измерений подготовить пробу, а именно – удалить interfering газы.

В отличие от обычных спектрометров низкого разрешения, TDLS200 использует лазерный луч с крайне узкой шириной спектральной линии. Излучателем служит перестраиваемый лазерный диод, длина волны излучения которого может быть изменена путем настройки температуры лазера и тока возбуждения. Это позволяет выполнять измерения одиночного пика поглощения из нескольких, присутствующих в спектре. Таким образом, как показано на рисунке 6, для измерения может быть выбран один пик поглощения, который не подвергается интерференции со стороны других газов.

Благодаря высокой селективности по длине волны и отсутствию интерференции со стороны других

компонентов в газовой смеси, нет необходимости в дополнительной пробоподготовке, что позволяет использовать TDLS200 «in-situ» (непосредственно в процессе).

РИСУНОК 6. Спектр поглощения, измеренный с помощью TDLS200

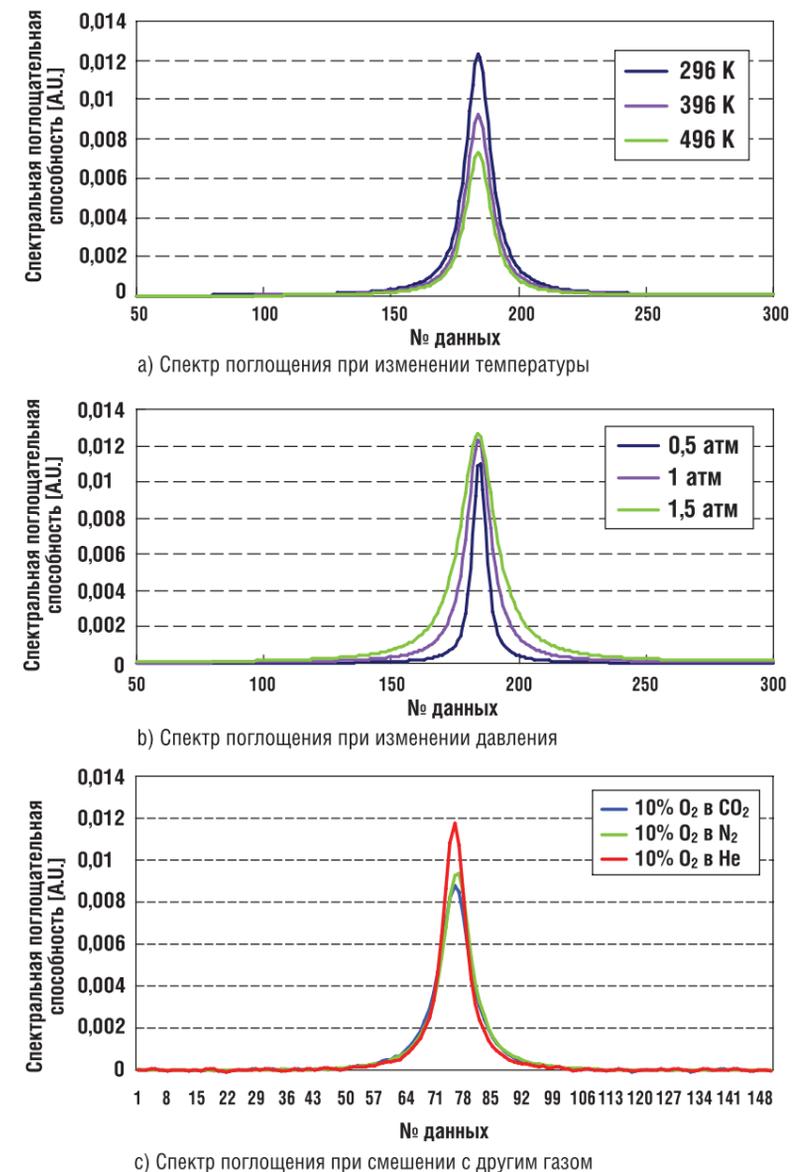


ИЗМЕРЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ КОМПОНЕНТА ГАЗОВОЙ СМЕСИ МЕТОДОМ ИНТЕГРИРОВАНИЯ ПЛОЩАДИ ПИКА

TDLS200 измеряет обособленный спектр поглощения компонента газовой смеси, свободный от воздействия со стороны interfering компонентов. Измерение проводится с помощью развёртки длины волны перестраиваемого лазерного диода вдоль одиночного пика поглощения измеряемого компонента.

Хотя спектр поглощения, измеряемый TDLS200, изолирован от interfering компонентов, форма спектра может изменяться (эффект расширения) в зависимости от температуры газа, давления газа, присутствующих в газовой смеси сторонних компонентов. Для проведения измерений в подобных условиях требуется выполнение компенсации. На рисунке 7 показаны одиночные спектры поглощения O₂

РИСУНОК 7. Изменения спектра поглощения, вызванные температурой, давлением и сосуществующими газами



(концентрация 10%) в диапазоне 0,76 мкм, при изменении температуры, давления и наличии CO₂, N₂ или He в качестве фоновых газов соответственно.

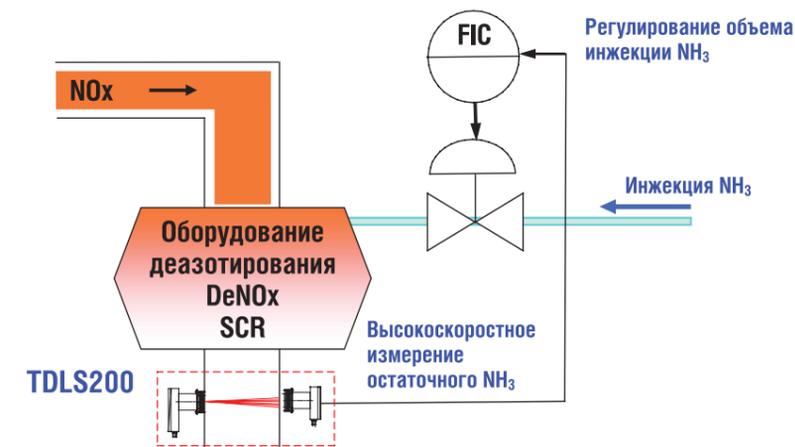
Газоанализатор TDLS200 осуществляет развёртку длины волны излучения полупроводникового лазера вдоль линии поглощения измеряемого компонента и вычисляет его концентрацию по спектральной области поглощения методом интегрирования площади пика. Таблица 1 показывает влияние изменения каждого из условий измерения на метод интегрирования площади пика и метод высоты пика/метода 2f(2).

ИЗМЕРЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ NH₃ В ДЫМОВОМ ГАЗЕ

Газоанализатор Yokogawa TDLS200 благодаря возможности быстрого измерения «in-situ» (непосредственно в трубопроводе) может с успехом применяться в действующих техпроцессах как для их высокоскоростного регулирования, когда необходимы для контроля процесса сигналы, содержащие показания концентраций компонента, подаются прямо на PCY, так и для управления состояниями техпроцесса в реальном времени. Таким образом, TDLS200 может способствовать оптимизации показателей различных промышленных техпроцессов. В этом разделе мы рассмотрим измерение остаточной концентрации NH₃ в дымовом газе. Обратите внимание, что применение TDLS200 для оптимизации процесса горения было описано в другой статье компании Yokogawa(3). За подробной информацией обратитесь к этому отчету.

Аммиак (NH₃) вводится в дымовой газ с целью удаления NOx (очистка отходящих газов от окислов азота), повышения эффективности пылеуловителей и предотвращения коррозии. Избыток NH₃ повышает эксплуатационные расходы и количество остаточного NH₃, приводя к появлению гнилостного запаха. Таким образом, количество NH₃ в отходящем газе необходимо измерять, контролировать и регулировать. Например, в

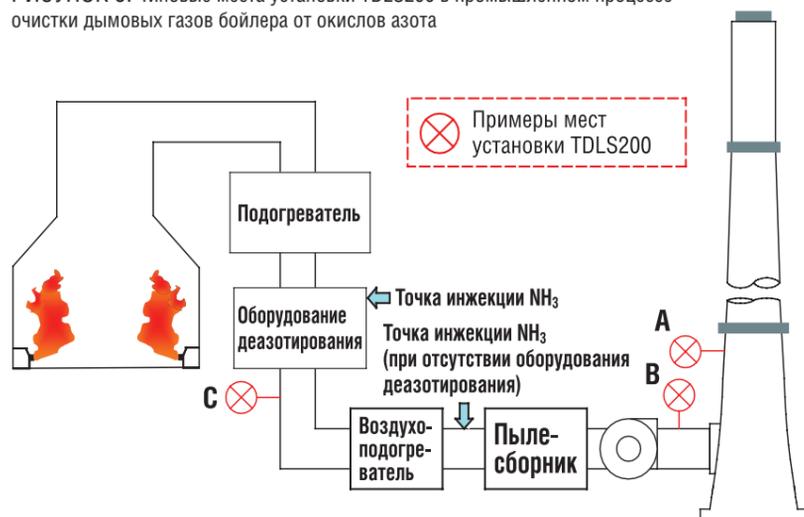
РИСУНОК 8. Использование TDLS200 в аппаратуре очистки дымовых газов от окислов азота для регулирования и оптимизации инъекции NH₃



аппаратуре очистки отходящего газа печи для сжигания от окислов азота применяется процесс DeNOx ИКВ (избирательное каталитическое восстановление), при котором NOx восстанавливается до N₂ и H₂O с помощью инjection NH₃ и селективного катализа процесса восстановления, а остаточная концентрация NH₃ (порядка ppm) в дымовых газах измеряется в реальном времени.

Традиционные приборы для измерения концентрации NH₃, использующие косвенные методы измерения NOx (хемилюминесцентный анализ и ионно-электродный метод), имеют большое время отклика, требуют установки пробоотборной линии, включая обогреваемые трубы, чтобы избежать адгезии NH₃, и, соответственно, большие затраты на техническое обслуживание таких сложных измерительных систем. С другой стороны, как показано на рисунке 8, лазерный газоанализатор TDLS200 устанавливается прямо в трубопровод техпроцесса

РИСУНОК 9. Типовые места установки TDLS200 в промышленном процессе очистки дымовых газов бойлера от окислов азота



и измеряет NH₃ напрямую, что значительно уменьшает время отклика и упрощает техобслуживание. Вдобавок, аналитический сигнал концентрации NH₃ с быстрым откликом может быть задействован для

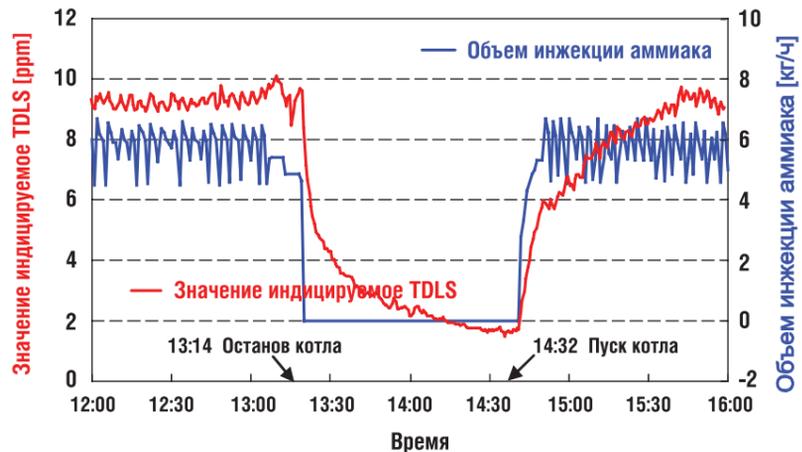
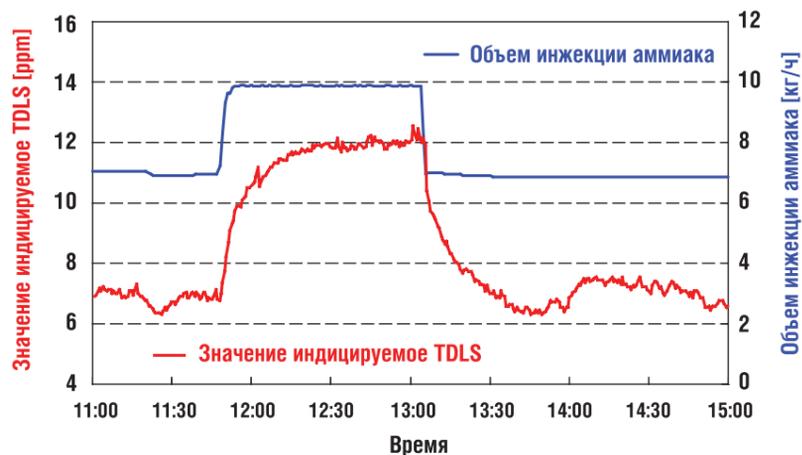
регулирования и оптимизации инъекции NH₃.

На рисунке 9 показаны типовые места установки газоанализатора TDLS200 в технологическом процессе очистки дымовых газов бойлера от окислов азота.

Рисунок 10 показывает изменение объема инжестрированного NH₃ и показания TDLS200 в случае, когда аппаратура для очистки дымовых газов от окислов азота, пылеулавливания и предотвращения коррозии не снабжена самим газоанализатором. В этом случае TDLS200 устанавливается в точке А на рисунке 9.

Высокая селективность, малое время отклика, простота обслуживания, достигнутые благодаря используемой технологии измерений и конструктивному исполнению анализатора, обеспечивают возможность его применения в широком диапазоне технологических процессов. Варианты применения включают не только измерение NH₃, рассмотренное в этой статье, но и определение содержания CO и O₂ в оптимизации процессов горения, измерение малого количества воды на установках электролиза и др. Применение таких газоанализаторов может внести значительный вклад в сохранение окружающей среды и снижение эксплуатационных расходов, благодаря его применению для управления технологическими процессами, а не только лишь с целью мониторинга. ●

РИСУНОК 10. Объем инжестрированного NH₃ и измеренные TDLS200 значения



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

Сентябрь 2002 г.

Поможет ли «Сахалин-1» японцам?

Японские бизнесмены выразили надежду на строительство газопровода в Японию в рамках проекта «Сахалин-1».

17 сентября 2002 г на Сахалин прибыла с деловым визитом японская делегация. «Японские бизнесмены проявляют огромный



интерес к проектам сахалинского шельфа и выражают надежду, что в ближайшие годы проекты перейдут в стадию разработки – промышленной добычи нефти и газа», – сказала глава делегации Ф. Мицуаки.

• Комментарий Neftegaz.RU

Этот вопрос неторопливо обсуждается уже 10 лет. В мае 2012 г. С. Маэхара из Демократической партии Японии опять говорил о возможности прокладки трубы по дну Японского моря. Пока газ поступает танкерам-газовозами.

Более того, 8 сентября 2012 г. во Владивостоке во время проведения саммита АТЭС в присутствии президента РФ В. Путина и премьер-министра Японии Ё. Нода был подписан Меморандум по проекту Владивосток-СПГ.



Сентябрь 2002 г.

Соединенные Штаты спасут евро?

С пессимистическим прогнозом относительно евро выступил лауреат Нобелевской премии американец М. Фридман. Он заявил, что нынешняя зона евро рано или поздно «распадется».

«Германия, Франция и Италия, скоро обнаружат, что создание зоны евро было ошибкой. Внутри этой зоны существуют значительные политические расхождения. Рано или поздно эта система рухнет», – предсказывает Фридман. По его мнению, единственное, что может спасти ситуацию – создание единого государства – Соединенных Штатов Европы.

• Комментарий Neftegaz.RU

10 лет спустя прогноз М. Фридмана начинает сбываться. Евро трещит по швам.



Сложилась ситуация, когда интересам единого европейского пространства стали противоречить

национальные интересы государств, входящих в него. Экономическая и финансовая интеграция стран еврозоны оказалась недостаточно сильной.

Сентябрь 2002 г.

Роснефть станет транснациональной?

План развития Роснефти на период до 2020 г., предусматривает её масштабную интеграцию в мировой энергетический рынок в 3 этапа, с увеличением к 2020 г. нефтедобычи до 35–50 млн т/год (объём добычи в 2001-м 15 млн т/г), объёма переработки сырья до 30–35 млн т (в 2001-м составлял 7,7 млн т/г).

Сбытовая база, будет расширена до 1000 АЗС (сейчас 582). К 2020 г. объём добычи газа должен составить 70–80 млрд м³/г (в 2001-м – 6,1 млрд м³/г). Начало 3-го этапа планируется в 2012 г.

• Комментарий Neftegaz.RU

Иногда прогнозы сбываются. В 2010 г. Роснефть добыла 119,6 млн т нефти, т.е. с 2001 г. добыча выросла почти в 8 раз. Добыча газа так же была увеличена, однако только вдвое – 12 млрд м³ газа/г. Суммарный объём переработки нефти на НПЗ Роснефти составил по итогам 2010 г. рекордные для России 50,5 млн т. Сеть АЗС расширена до 1800.

30 августа 2011 г. Роснефть заключила соглашение о стратегическом сотрудничестве с американской ExxonMobil. ●

АВТОМАТИЗАЦИЯ ВИБРАЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТОВ

17 августа 2009 г в машинном зале Саяно-Шушенской ГЭС произошел выброс воды из кратера турбины в результате разрушения гидроагрегата № 2, введенного в эксплуатацию в 1979 г. Гидроагрегат № 2 был поврежден из-за разрушения шпилек крепления крышки турбины к ее статору, что привело к отрыву крышки. Поток воды ротор гидроагрегата с крышкой турбины и верхней крестовиной был выброшен вверх. Вода заполнила шахту турбины, залила машинный зал, который был затоплен до отметки 335 м. Было повреждено силовое, вспомогательное оборудование, обрушены строительные конструкции здания машинного зала. Все 10 гидроагрегатов вышли из строя. Если бы виброизменения были учтены более точно, возможно, катастрофы удалось бы избежать



Олег Скворцов, старший научный сотрудник ИМАШ РАН, начальник отдела ООО «Диамех 2000», к.т.н.



Евгений Трунин, главный специалист ООО «Диамех 2000», к.т.н.

Говоря о проведении вибрационных измерений для систем автоматизированного контроля и защиты гидроагрегатов в районе турбины (крышка турбины, турбинный подшипник) следует иметь ввиду, что для этой части агрегата возможно сочетание стационарных, нестационарных, случайных и ударных вибрационных процессов с широким спектром и высокими уровнями вибрации.

Контроль вибрационного состояния мощных гидроагрегатов является актуальной технической задачей и регламентируется рядом нормативных документов. В большинстве документов в качестве контролируемого параметра

рекомендуется использовать размах перемещения, измеряемого в сравнительно узкой полосе частот. Некоторые предприятия-изготовители рекомендуют использовать оценки СКЗ скорости, а иногда и ускорения (таблица 1).

Наши последние исследования показывают, что в некоторых точках контроля вибрации, таких как турбинный подшипник и крышка турбины, значительный уровень вибрации соответствует частотам более 200 и даже 1000 Гц. Это делает актуальным переход к контролю по скорости и ускорению, как будет показано ниже и к расширению частотной полосы анализа.

ТАБЛИЦА 1

ГОСТ 26044-83	Размах перемещения	1-20 Гц
ИСО 10816-5	Размах перемещения СКЗ скорости ($f_{об} > 5$ Гц)	от $0,25 \cdot f_{об}$ до $3 \cdot N_{лопас} \cdot f_{об}$ 2-1000 Гц
СТО 17330282.27.140.0 01-2006 (РАО ЕЭС)	Размах перемещения	0,7-200 Гц (защита 1-30 Гц)
РД 24.023.117-88	(Размах перемещения) СКЗ перемещения (Размах скорости) (СКЗ скорости) (Размах скорости) (СКЗ ускорения)	от $0,2 \cdot f_{об}$ до $N_{лопат} \cdot N_{лопас} \cdot f_{об}$

ТАБЛИЦА 2

Механические	$F_{обор}$ и ее гармоники и субгармоники
Электрические	$F_{обор}$ и ее гармоники, $F_{полнос}$ и ее гармоники
Гидравлический небаланс	$F_{лопат}$, $F_{лопас}$, $F_{обор}$ и их комбинации
Нестабильность течения воды	$0,25-0,3F_{обор}$, $F_{обор}$ и резонансные частоты
Кавитация	Высокочастотная случайная вибрация
Гидроупругие колебания	От 100 Гц до нескольких килогерц
Собственные колебания элементов конструкции	Собственные частоты
Другие источники	Ударные процессы и случайная вибрация различной частоты

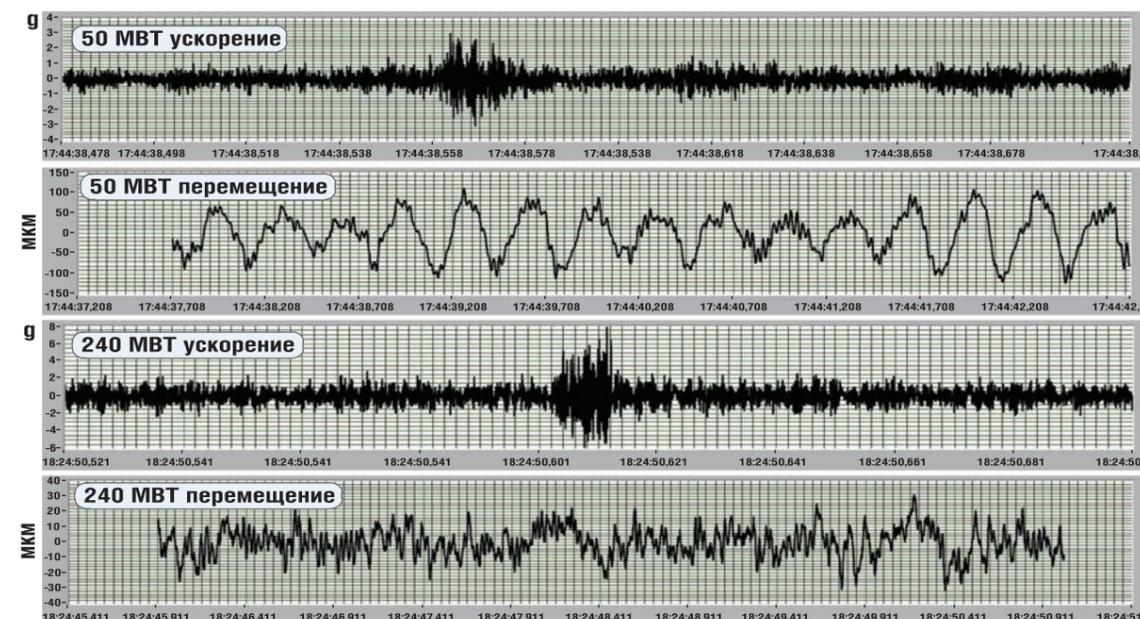


РИС. 1

На рис. 1 показан вид сигналов вибрации на крышке турбины вертикального гидроагрегата при различных уровнях мощности.

Поскольку установленная на гидроагрегатах аппаратура, особенно ориентированная на более старые нормативные документы, частот измеряет только размах перемещения, иногда рекомендуют использовать в качестве критерия уровня вибрации эквивалентное значение СКЗ перемещения т.е. если аппаратура измеряет размах перемещения S_r , эквивалентное значение СКЗ перемещения S_e принимается равным:

$$S_e = 0,2 \cdot S_r$$

Поскольку установленная на гидроагрегатах аппаратура, особенно ориентированная на более старые нормативные документы, частот измеряет только размах перемещения, иногда рекомендуют использовать в качестве критерия уровня вибрации эквивалентное значение СКЗ перемещения, т.е. если аппаратура измеряет размах перемещения S_r , эквивалентное значение СКЗ перемещения S_e принимается равным:

$$S_e = 0,2 \cdot S_r$$

Представленные сигналы показывают, что имеются всплески сигналов с уровнем в несколько g, хотя средний уровень вибрации по амплитуде не превышает 2g, что позволяет использовать для контроля вибрации датчики

высокой чувствительности, имеющие низкий уровень собственных шумов. На рис. 2 и 3 представлены спектры упомянутых сигналов. Нетрудно видеть, что спектры по перемещению, выделяя низкочастотную часть, отображают высокочастотные составляющие в сильно ослабленном виде. Данные результаты получены при измерении вибрации с использованием сравнительно

высокочастотного датчика с полосой линейной части АЧХ до 10 КГц и частотой собственного резонанса 23 КГц. Естественно, что специализированные низкочастотные датчики, широко используемые в гидроэнергетике, вообще не реагируют на наличие значительных высокочастотных вибраций. В качестве измерительного оборудования были использованы модуль NI USB 4431 и LabV.

РИС. 2

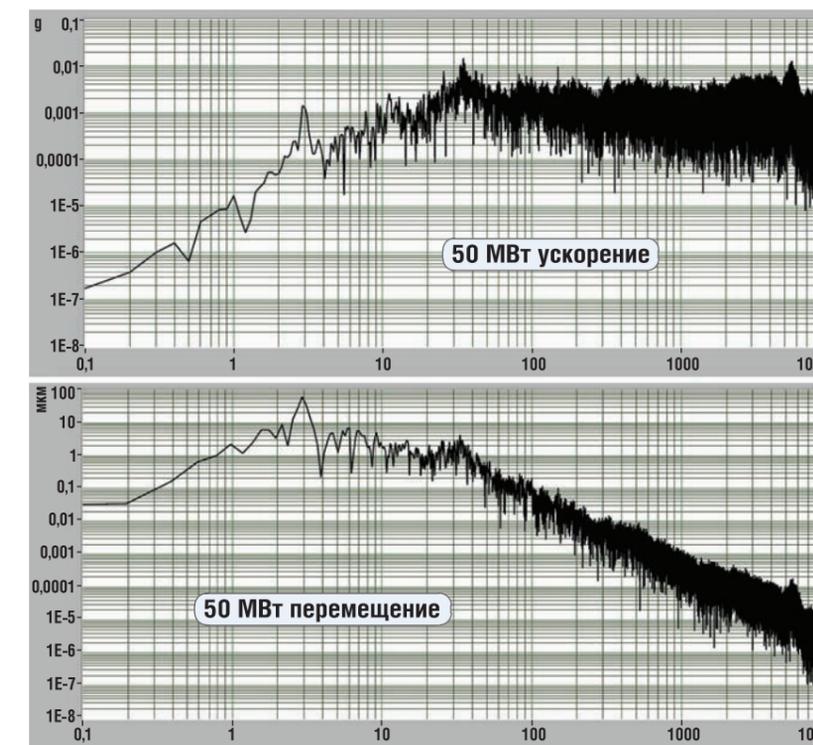
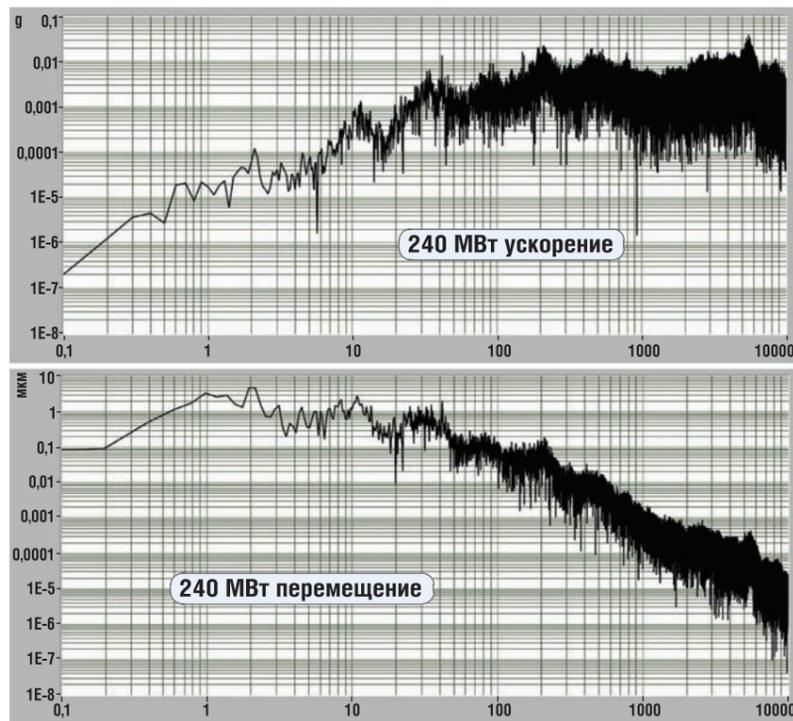


РИС. 3

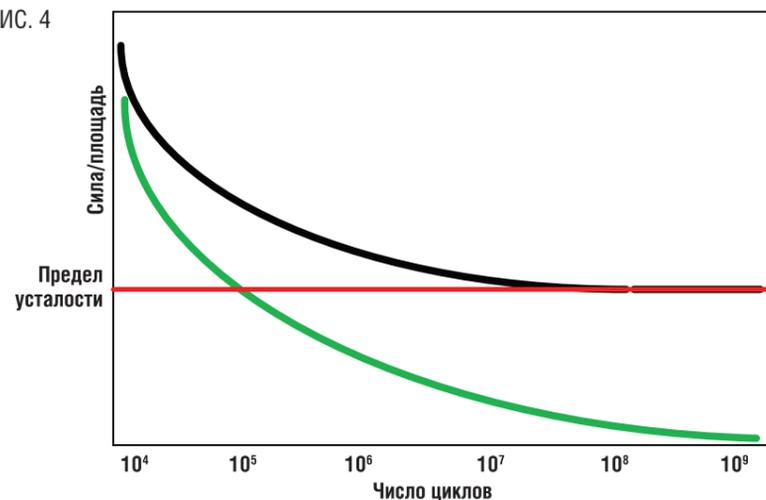


Возможно несколько подходов к оценке допустимого уровня вибрации. В большинстве случаев в качестве критерия пороговое значение выбирается на основе экспертных оценок и статистических данных о повреждениях для величины вибрации в относительно узкой полосе частот, в которой проявляются определенные свойства агрегата (обычно наибольший интерес представляет его поведение как механического ротора). В этом случае выполняют анализ детерминированного набора частотных составляющих (оборотных, «жгутовых», лопастных и лопаточных), соответствующих области низких частот. Данный подход по существу является диагностическим и направлен на выявление механических проблем в роторном агрегате. С другой стороны, существует большое количество публикаций и нормативных документов, касающихся оценки влияния вибрации на конструкции различного назначения и прежде всего ГОСТы, ориентированные на испытания в условиях воздействия вибрации. В основу таких испытаний положено воздействие вибрацией определенной величины на проверяемый объект. При этом вибрация может быть как гармонической, так и случайной

или иметь характер ударных воздействий. В соответствии со вторым законом Ньютона сила воздействия связана простыми соотношениями с ускорениями и при проведении таких испытаний основным параметром контролируемой вибрации является ускорение. Таким образом, при прочностном подходе к контролю уровня допустимой вибрации основным параметром воздействующей вибрации является ускорение.

Ряд аварийных ситуаций на гидроагрегатах был связан с

РИС. 4



разрушением конструктивных элементов, например, элементов крепления крышки турбины. Следует принять во внимание, что кроме возможных повреждений, связанных с кратковременным воздействием больших усилий и достижением пределов прочности и текучести, важное значение имеет явление усталостной прочности. Данное явление определяет существенное снижение прочности при воздействии повторяющегося циклического воздействия. Примером такого воздействия является воздействие вибрации. Для большинства материалов имеется величина порогового значения усталостной прочности и при меньших механических напряжениях, а также соответствующих им уровнях ускорения, конструкционный материал может работать сколь угодно долго. Анализ вибрационных сигналов в стационарных режимах или в режиме переходных процессов показывает, что на таком элементе как крышка турбины в некоторых случаях имеются значительные (до 10 g и более) пики ускорений, которые могут оказывать негативное влияние на прочность элементов конструкции. Поскольку используемые в настоящее время системы контроля вибрации не ориентированы на контроль в переходных режимах и по возможности исключают учет влияния высокочастотных и ударных составляющих, такое негативное влияние высоких уровней вибрационного воздействия вообще может оказаться незамеченным такой системой.

Процесс усталостного повреждения описывается диаграммой Вёллера

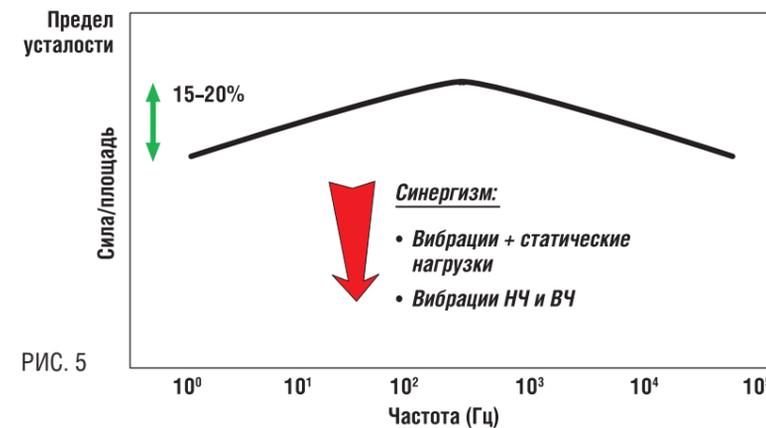


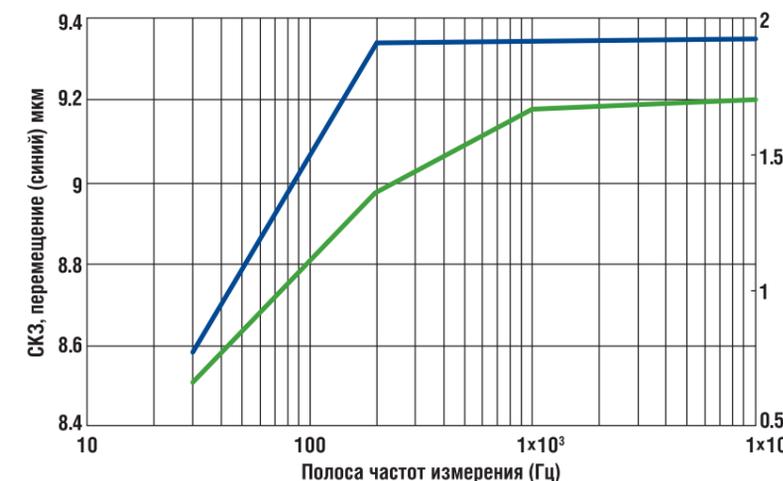
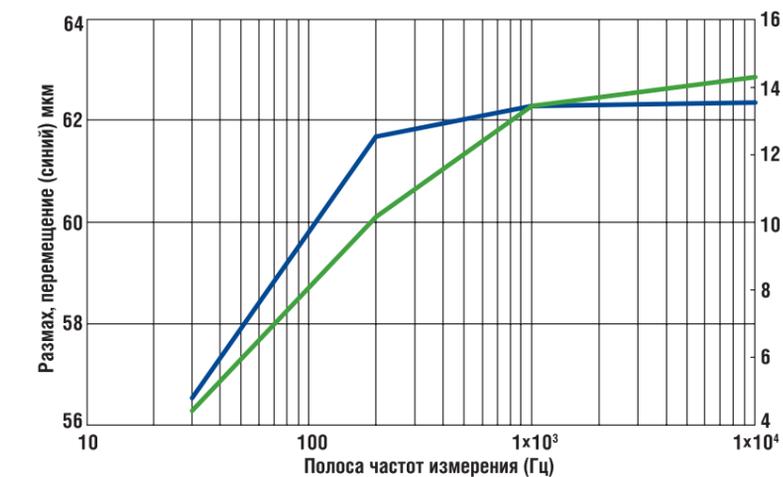
РИС. 5

(S-N диаграммой), типичный вид которой приведен на рис.4. Для расчета допустимой длительности воздействия вибрации с учетом усталостного повреждения необходимо учитывать как амплитуду действующих сил, порождающих напряжение в материале так и число циклов, которое связано с длительностью эксплуатации и частотой воздействия. Поскольку механические силы связаны с ускорениями, а частота циклов с частотой вибрации, представляет интерес проводить контроль интегрального уровня сигналов ускорения за время наработки, причем с учетом высокочастотных составляющих вибрации превышающих некоторый предел, который связан с величиной порога усталости, если для использованного конструктивного материала он отличен от нуля. Формируемые оценки интегрального воздействия вибрации должны соотноситься с расчетами на усталостную прочность, например с использованием расчета на усталость по правилу Майнера.

При построении системы автоматизированного контроля вибрационного состояния возникают такие задачи, как выбор частотного диапазона, выбор измеряемой характеристики вибрации (ускорения, скорости или перемещения), выбор измеряемого параметра для выбранной характеристики вибрации (размах, СКЗ или среднее значение) и выбор методов получения статистически устойчивых оценок, например выбор методов усреднения «мгновенных» результатов. Полученные оценки могут иметь значительное различие если, например, используется векторное или обычное усреднение,

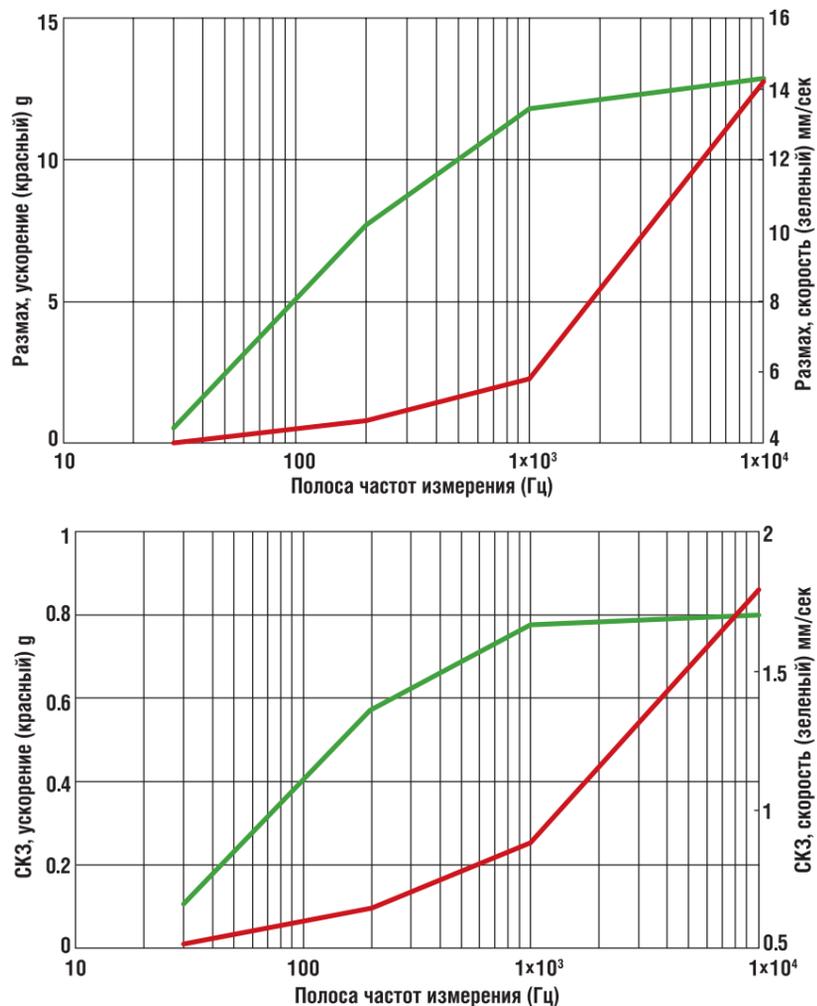
оценки истинного или «среднего размаха и средней частоты». Частотный диапазон контроля вибрации как следует из таблицы 1 определяется нормативными документами. Полоса анализируемых частот должна охватывать значимые вибрационные процессы. Значительное ослабление высокочастотных

РИС. 6, 7



составляющих вибрации в процессе формирования оценок перемещения приводит к тому, что сигналы перемещения практически не содержат информации о высокочастотных составляющих. Приведенные ниже данные о зависимости уровня вибрации от полосы частот для перемещения, скорости и ускорения показывают, что, по крайней мере для некоторых точек контроля вибрации (крышка турбины), где высокочастотные составляющие не только имеются, но и могут иметь определяющее значение, оценивать вибрацию по перемещению некорректно. Насколько значимы составляющие, лежащие вне полосы частот анализа можно оценить при измерении уровня вибрации в зависимости от полосы анализа (частота сверху ограничивалась фильтром нижних частот Баттерворта шестого порядка). Значения частоты среза 30, 200, 1000 и 10000 Гц. Полученные

РИС. 8, 9

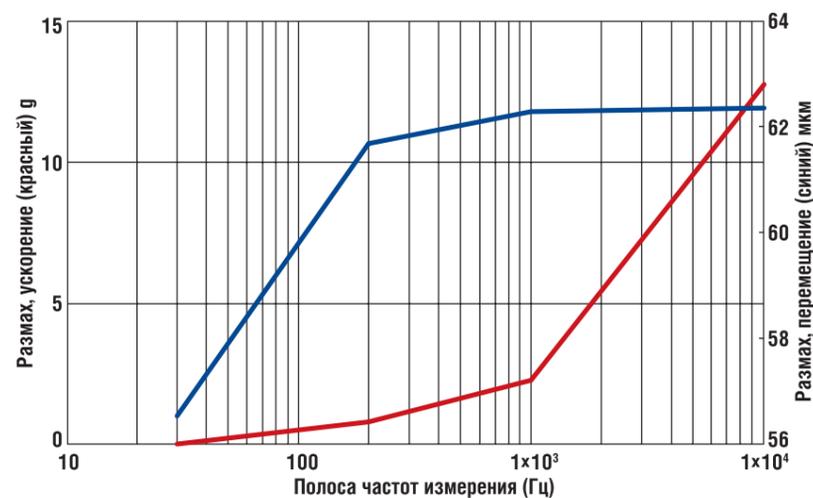


оценки для ускорения, скорости и перемещения приведены на рис. 6–11.

Представленные графики показывают, что к влиянию высокочастотных составляющих более чувствительны измерения ускорения и оценки в виде размаха, причем оценки СКЗ перемещения практически не чувствительны к составляющим выше 200 Гц, а измерения скорости малочувствительны при расширении полосы анализа выше 1000 Гц. Таким образом, при необходимости анализа вибрации в широкой полосе, превышающей 1000 Гц, преимущества измерения скорости, как компромисса между перемещением и ускорением не очевидны и для получения полной картины вибрационного состояния необходимо параллельно оценивать несколько параметров, например размах перемещения и размах ускорения.

Приведенные ранее типичные спектры вибрации на крышке турбины показывают, что сигналы имеют сложный характер. В соответствии с общепринятой

РИС. 10



классификацией вибрацию принято классифицировать как гармоническую (полигармоническую), случайную или ударную. Для каждого из этих типов вибрации разработаны методы измерения и оценивания параметров. Реальный вибрационный процесс не всегда может быть однозначно классифицирован как один из указанных, и представляет сложную аддитивную комбинацию. Применение параметров одного из типов к совокупности может создавать неадекватную оценку реального процесса. Случайные ударные процессы, следующие один за другим с наложением на полигармонические резонансные отклики и в смеси со случайным гидродинамическим шумом приводят к тому, что использовать получаемые оценки в виде одного числового значения, как критерия уровня вибрации и, следовательно, состояния агрегата, некорректно. С учетом этого строить системы автоматической защиты, основанные на такой оценке, не следует, поскольку такая защита либо будет иметь малую чувствительность и не будет реагировать на значимые процессы в агрегате, либо окажется излишне чувствительной к непродолжительным изменениям, например при переходных процессах, что вызовет ложные срабатывания системы автоматической защиты.

Турбоагрегат является сложным механизмом, в котором динамические процессы связаны с механикой, электрическими явлениями и гидродинамикой. Все

эти процессы прямо или косвенно влияют друг на друга, меняются в зависимости от режимов работы и поэтому очень важно учитывать специфику вибрационных откликов и соответствующих им сигналов, формируемых первичными измерительными преобразователями – датчиками.

Возможны два подхода к такому явлению, как имеющиеся ударные процессы. Можно, по возможности, снизить их влияние на результаты измерения чтобы не учитывать при оценке вибрационного состояния. Данный подход представляется вполне обоснованным, если речь идет об использовании вибрационных оценок для диагностики отдельных узлов агрегата, исключая, например, влияние гидродинамических процессов. С другой стороны, наличие высоких вибраций в виде ударов большой амплитуды не представляется разумным игнорировать, поскольку это может привести к незаметному развитию усталостных разрушений. Оценить долевой вклад ударных составляющих можно по соотношению оценок в виде размаха и СКЗ или по величине коэффициента эксцесса.

На рис. 12 и 13 приведены зависимости уровня вибрации при измерении перемещения и ускорения в виде СКЗ и размаха в зависимости от мощности гидроагрегата для вибрации на крышке турбины.

Вид графиков оказывается сходным для размаха и для СКЗ, но измерения для перемещения и ускорения, особенность при

РИС. 11

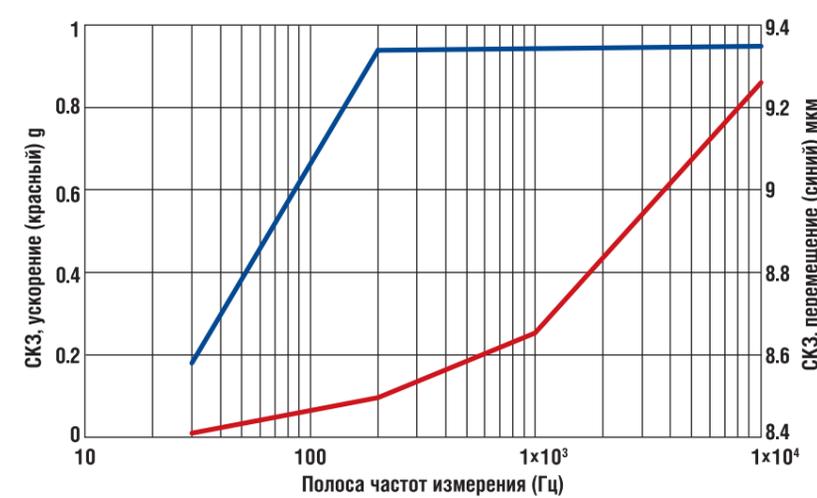
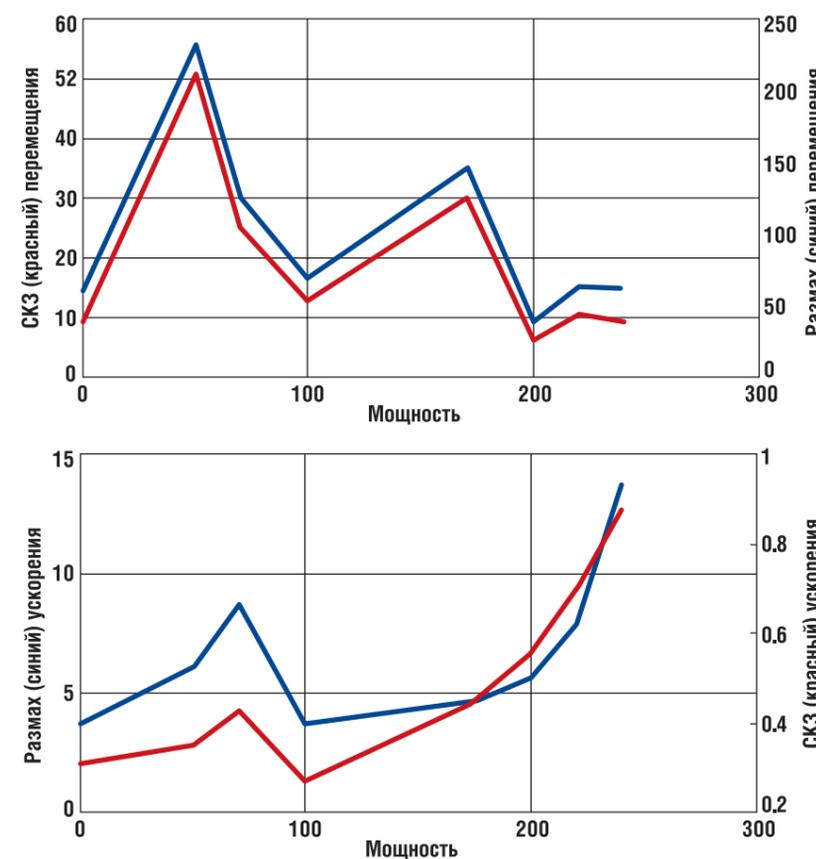


РИС. 12, 13



высоких значениях генерируемой мощности различны. При большой мощности измерения по ускорению показывают рост вклада высокочастотных составляющих вибрации, которые не учитываются при измерении перемещений. Таким образом оценки вибрационного состояния по перемещению на больших мощностях, которые являются основными рабочими

режимами, не учитывают в полной мере изменения в характере вибрационных процессов.

Связь оценок по размаху и в виде СКЗ можно оценить для перемещения и ускорения в виде их отношения:

$$K_s = \frac{S_r}{S_{max}} \quad K_A = \frac{A_r}{A_{max}}$$

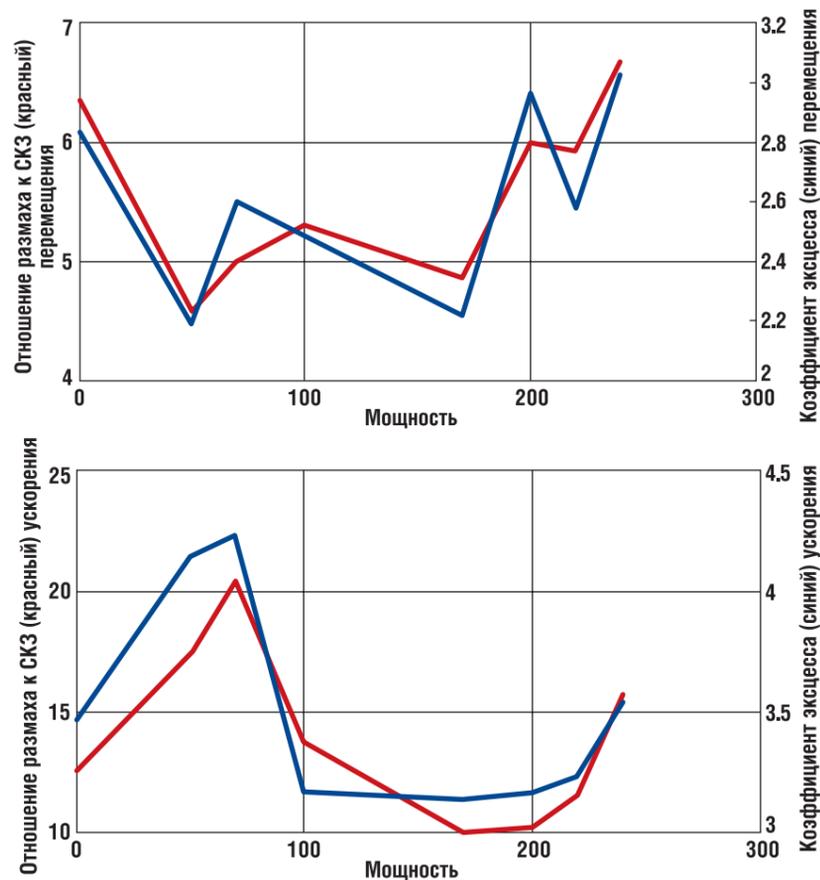
и

$$K_{Kurtosis} = \frac{\sum_{i=1}^N S_i^4}{(\sum_{i=1}^N S_i^2)^2} \quad K_{Kurtosis_A} = \frac{\sum_{i=1}^N A_i^4}{(\sum_{i=1}^N A_i^2)^2}$$

Для таких параметров получается сходный характер графиков и их увеличение (рис. 14 и 15) соответствует росту вклада ударных процессов на соответствующих режимах работы агрегата

Для оценок перемещения (рис. 14) наблюдается рост в области высоких мощностей, а оценки для ускорения отражают значительные отклонения от 5 для отношения РАЗМАХ/СКЗ, что типично для полигармонических процессов (1), или от трех для коэффициента эксцесса, свидетельствующих о росте вклада ударных процессов.

РИС. 14, 15



Следует кратко остановиться на особенностях процедуры обработки сигналов при измерении вибрации. Наибольшее распространение получили методы, основанные на оценке вибрации по спектральному разложению с применением БПФ. Достоинством этого метода является простота программной реализации и возможность совмещения с решением задачи полосовой фильтрации. Такой метод хорошо работает при оценке СКЗ. Информация о размахе по спектру непосредственно не может быть рассчитана. Кроме того, применение БПФ фактически дает средние оценки для обрабатываемой реализации, причем высокочастотные составляющие, если они имеют случайный характер, могут взаимно компенсироваться, если на длительности реализации их фаза меняется случайным образом.

Важное значение для построения надежной системы контроля защиты по вибрационным характеристикам имеет достоверность данных получаемых от датчиков вибрации. Если говорить о датчиках вибрации неподвижных элементов

конструкции, то наибольшее распространение для контроля вибрации получили датчики пьезоэлектрического типа и MEMs датчики, например, пьезорезистивные. Сравнительный анализ таких датчиков, как в реальных условиях эксплуатации, так и на испытательных стендах показал, что MEMs датчики с эффективным воздушным (РА059) или жидкостным (ИВП-05-0,8/200) демпфированием для подавления высокочастотных составляющих, обеспечивают получение устойчивых оценок для низкочастотной вибрации.

Такие датчики имеют высокую чувствительность, но в условиях воздействия очень больших ударных воздействий возможна перегрузка таких датчиков, что может привести к искажению результатов измерения или к механическому повреждению чувствительного элемента. Кроме того, такие датчики имеют сравнительно низкую верхнюю граничную частоту и фактически не позволяют контролировать высокочастотные вибрационные и ударные процессы.

Стандартные пьезоэлектрические датчики вибрации с интерфейсом IEPЕ могут быть в большинстве случаев с успехом использованы для контроля вибрации гидроагрегатов в широкой полосе частот и при большом динамическом диапазоне воздействующих вибраций. В некоторых случаях, при наличии ударных воздействий, и необходимости формирования оценки в виде перемещения за счет двойного интегрирования в таких датчиках может проявляться эффект аномально высоких низкочастотных составляющих, соответствующих нижней рабочей частоте измерений. Это может быть связано с такими явлениями как пирозэффект или спонтанная поляризация в пьезоэлектрических элементах. Эффективный способ борьбы с такими явлениями – использование встроенного механического фильтра.

Важное значение имеет и обоснованность принятия решения о необходимости остановки агрегата по результатам обработки результатов. В качестве методов повышения достоверности срабатывания защиты используются, во-первых, задержка срабатывания на заданный временной интервал с подтверждением сохранения высокого уровня в течение этого интервала. Во-вторых, увеличение количества усреднений. В-третьих, отслеживание тренда изменений уровня вибрации. В-четвертых, интегральная во времени оценка вибрации и учет предыдущей истории. В-пятых, учет режима работы агрегата

Еще одним из способов повышения достоверности выдачи сигнала автоматической защиты агрегата по превышению каким либо параметром допустимого уровня является логическое подтверждение такого изменения связанным с ним изменением другого параметра, что снижает вероятность ложного срабатывания защиты при нарушениях работы датчика или независимых цепей преобразования и передачи сигналов в одном из каналов. Действительно, между изменениями контролируемых величин имеются корреляционные связи. В таблице 3 приведены в виде матрицы экспериментально полученные коэффициенты корреляции для измеряемых величин на основании

ТАБЛИЦА 3

	БВГВБ	БВГЛБ	БВТВБ	БВТЛБ	ВКВБ	ВКЛБ	КАВИТАЦИЯ	КСВБ	КСЛБ	КТВБ	КТЛБ	ККТВБ	ККТЛБ	ПП	ПУКВБ	ПУКЛБ	ССВБ	ССЛБ
0	1	0.972	0.7	0.288	0.195	0.085	9.972·10 ⁻³	-0.059	-0.212	0.323	-0.185	0.546	0.797	0.779	-0.038	-0.096	-0.072	0.582
1	0.972	1	0.625	0.267	0.506	0.431	0.018	-0.081	-0.162	0.327	-0.118	0.52	0.743	0.689	-0.05	-0.095	-0.036	0.519
2	0.7	0.625	1	0.759	0.495	0.425	-0.032	-0.106	-0.155	0.434	0.056	0.509	0.691	0.819	-1.13·10 ⁻³	-0.069	-0.05	0.698
3	0.288	0.267	0.759	1	0.273	0.282	-0.054	-2.363·10 ⁻⁴	0.014	0.412	0.343	0.236	0.291	0.445	0.053	9.922·10 ⁻³	0.032	0.465
4	0.195	0.506	0.495	0.273	1	0.946	0.677	0.666	0.537	0.868	0.538	0.339	0.49	0.737	-0.799	-0.836	0.725	0.879
5	0.085	0.431	0.425	0.282	0.946	1	0.665	0.706	0.605	0.818	0.614	0.286	0.385	0.641	-0.741	-0.777	0.754	0.792
6	9.972·10 ⁻³	0.018	-0.032	-0.054	0.677	0.665	1	0.867	0.781	0.706	0.739	0.356	0.181	0.245	-0.865	-0.87	0.884	0.5
7	-0.059	-0.081	-0.106	-0.155	0.666	0.706	0.867	1	0.962	0.712	0.817	0.059	-0.065	0.11	-0.859	-0.855	0.991	0.47
8	-0.212	-0.162	-0.155	0.014	0.537	0.605	0.781	0.962	1	0.615	0.787	0.022	-0.14	0.014	-0.743	-0.732	0.939	0.377
9	0.323	0.327	0.434	0.412	0.868	0.818	0.706	0.712	0.615	1	0.769	0.255	0.324	0.559	-0.823	-0.848	0.763	0.804
10	-0.185	-0.118	0.056	0.343	0.538	0.614	0.739	0.817	0.787	0.769	1	0.11	-0.074	0.077	-0.714	-0.707	0.825	0.421
11	0.546	0.52	0.509	0.286	0.339	0.286	0.356	0.059	0.022	0.255	0.11	1	0.816	0.585	-0.119	-0.152	0.091	0.438
12	0.797	0.743	0.691	0.291	0.49	0.385	0.181	-0.065	-0.14	0.324	-0.074	0.816	1	0.795	-0.118	-0.166	-9.725·10 ⁻³	0.592
13	0.779	0.689	0.819	0.445	0.737	0.641	0.245	0.11	0.014	0.559	0.077	0.585	0.795	1	-0.319	-0.038	0.182	0.848
14	-0.038	-0.05	-1.13·10 ⁻³	0.053	-0.799	-0.741	-0.865	-0.859	-0.743	-0.823	-0.714	-0.199	-0.118	-0.139	1	0.995	-0.892	-0.607
15	-0.096	-0.095	-0.069	9.922·10 ⁻³	-0.836	-0.77	-0.87	-0.855	-0.732	-0.848	-0.707	-0.152	-0.166	-0.38	0.955	1	-0.892	-0.661
16	-0.072	-0.036	-0.05	0.032	0.725	0.754	0.884	0.991	0.939	0.763	0.825	0.091	-9.725·10 ⁻³	0.182	-0.892	-0.892	1	0.531
17	0.582	0.519	0.698	0.465	0.879	0.792	0.5	0.47	0.377	0.804	0.421	0.438	0.592	0.848	-0.607	-0.661	0.531	1

БВГВБ – бой вала генератор в направлении ВБ
 БВГЛБ – бой вала генератор в направлении ЛБ
 БВТВБ – бой вала турбины в направлении ВБ
 БВТЛБ – бой вала турбины в направлении ЛБ
 ВКВБ – вибрация крестовины в направлении ВБ
 ВКЛБ – вибрация крестовины в направлении ЛБ

КСВБ – вибрация корпуса статора в направлении ВБ
 КСЛБ – вибрация корпуса статора в направлении ЛБ
 КТВБ – вибрация корпуса турбины в направлении ВБ
 КТЛБ – вибрация корпуса турбины в направлении ЛБ
 ККТВБ – вибрация крышки корпуса турбины в направлении ВБ

ККТЛБ – вибрация крышки корпуса турбины в направлении ЛБ
 ПП – вибрация подпятника
 ПУКВБ – проседание упругих камер со стороны ВБ
 ПУКЛБ – проседание упругих камер со стороны ЛБ
 ССВБ – вибрация спинки статора в направлении ВБ
 ССЛБ – вибрация спинки статора в направлении ЛБ

данных накапливаемых системой непрерывного контроля агрегата ГАЭС. При расчете, для получения достоверных значений были исключены интервалы времени соответствующие остановленному агрегату.

Вертикально-осевая симметрия агрегата объясняет большие коэффициенты корреляции для датчиков измеряющих однотипные параметры для разных направлений – левого берега (ЛБ) и верхнего бьефа (ВБ). При необходимости

сокращения количества каналов возможно на основании представленных данных провести исключение «дублирующих» каналов. Кроме подтверждения возможности использования логики защиты, представленные данные могут быть использованы для анализа взаимосвязи параметров, характеризующих работу агрегата. Следует отметить, что при наличии развитых дефектов матрица коэффициентов корреляции может измениться, а анализ аналогичных матриц для горизонтально-осевых агрегатов тепловой энергетики показывает, что даже для датчиков установленных близко друг к другу возможность логического подтверждения не всегда обоснована, что говорит о необходимости осторожного применения такого метода для горизонтальных гидроагрегатов.

Резюмируя отметим, что автоматические системы вибрационного контроля гидроагрегатов по своим параметрам должны максимально полно отображать вибрационные явления, которые имеются на агрегате. Для этого измерительные каналы должны обеспечивать контроль ускорения, скорости и перемещения в широкой полосе частот.

Диагностика турбин должна предусматривать возможность оценки вибрационного состояния агрегата по данным в низкочастотной (до 200Гц), среднечастотной (до 1000 Гц) и высокочастотной (10000–20000 Гц) зонах.

Аппаратура должна базироваться на датчиках, надежно работающих при случайных вибрациях и ударных импульсах.

Алгоритмы защиты на останов должны быть интеллектуальными, предусматривать контроль роста вибрации в физически связанных точках контроля, для чего можно по наработанным базам данных рассчитать корреляционные матрицы. Нарботанные базы данных целесообразно использовать и для оценки интегральной дозы вибрационных воздействий.

Защита должна настраиваться не только на стационарные режимы, но и переходные, учитывать многообразие параметров определяющих сравнимость режимов и вибраций. ●

ТРУБОПРОВОДНАЯ ТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ, ЗАДАЧИ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Андрей Медведев,
Исполнительный директор,
ООО «Промышленные
силовые машины»

ОБ АВТОРЕ

Андрей Медведев в 2002 г. с отличием закончил факультет информатики и вычислительной техники ЯргУ им. Демидова, а в 2003 г. тоже с отличием – экономический факультет этого вуза. С 2002 г. работал в торговом доме ОАО «Автодизель» (Ярославский моторный завод) ведущим специалистом отдела продаж, затем – заместителем начальника отдела маркетинга. В 2005 г. выступил одним из инициаторов создания инжиниринговой группы «Промышленные силовые машины». С момента основания ООО «ПСМ» занимал пост коммерческого директора компании, отвечал за развитие продаж и работу с партнерами. С декабря 2010 г. занимает должность исполнительного директора ООО «ПСМ».

Строительство и эксплуатация объектов трубопроводного транспорта сегодня сталкивается с рядом новых задач, решать которые необходимо совместными усилиями строительных подрядчиков, поставщиков оборудования и организаций, эксплуатирующих эти объекты. Эти задачи обусловлены рядом факторов, сформировавшихся в результате освоения новых территорий строительства.

Работы по сооружению магистральных и промысловых трубопроводов ведутся сейчас на удаленных и труднодоступных территориях – районах Заполярья, в условиях низких температур и вечной мерзлоты, на болотистых почвах. Новые условия строительства, а также большое количество одновременно строящихся объектов и сжатые сроки их ввода в эксплуатацию предъявляют особые требования к технике, применяющейся на объектах.

Основная задача производителей оборудования в этой сфере – разработка новых типов техники для использования в новых условиях строительства.

В связи с этим производителям оборудования приходится сталкиваться с рядом сложных задач, решение которых невозможно без взаимодействия с проектными организациями и строительными подрядчиками.

Отметим, что для производителей оборудования такие задачи часто становятся невыполнимыми из-за ряда объективных факторов. Во-первых, это отсутствие горизонтальной структуры взаимодействия. В советское время заказчиком новых средств механизации фактически было государство, которое и ставило

задачу проектным институтам по разработке техники. Готовый инженерный проект направлялся на заводы-производители оборудования, которые, в свою очередь, выпускали технику и поставляли ее на объекты. Заказчик при этом координировал работу, как разработчиков, так и производителей оборудования, осуществляя финансирование, четко формулируя задачи и размещая заказы.

В сегодняшней ситуации, когда горизонтальная структура взаимодействия отсутствует, производителям оборудования приходится чаще всего взаимодействовать напрямую со строительными подрядчиками (ЕРС-подрядчиками). Их сфера интересов не предполагает долгосрочных программ финансирования разработки новой техники и не предусматривает взаимодействия с проектными организациями. Для производителей оборудования это означает, что проектирование средств механизации, соответствующих современным требованиям и условиям выполнения работ, должно проводиться самостоятельно.

Очевидно, что в этой ситуации гораздо проще выпускать технику, эксплуатирующуюся на объектах трубопроводного транспорта десятилетиями. Тем более что технические стандарты и строительные нормы проведения работ тоже не обновлялись с 80-х годов прошлого века, а значит, рекомендуют использование именно этих моделей. Конечно, такое оборудование конструктивно и технически устарело, его эффективность, надежность и экологические характеристики давно уже не соответствуют современным требованиям. Кроме того, это оборудование зачастую не подходит для работы в новых условиях строительства.

В связи с этим актуальным становится вопрос об объединении усилий производителей и разработчиков оборудования в части создания таких средств механизации, которые удовлетворяли бы новым условиям и методам ведения работ, соответствовали современным техническим требованиям, обладали надежностью и эффективностью.

Мы видим решение этого вопроса в переориентации производителя в поставщика комплексных решений. Это включает как



разработку проекта, производство оборудования и его монтаж на объекте, так и полную сервисную и техническую поддержку. В этом случае производитель становится фактически субподрядчиком по поставке и обслуживанию специальной техники.

Уже сейчас инженерно-конструкторский департамент компании «ПСМ» насчитывает более 40 человек. Это означает, что мы готовы взять на себя обязательства по разработке новых видов техники. Специалисты компании выполняют все сервисные и монтажные работы, техническое консультирование и обучение заказчиков.

С 2012 года мы выпускаем несколько серий спецтехники, предназначенной для решения конкретных задач в конкретных условиях. Это агрегаты наполнительные и опрессовочные для проведения гидравлических испытаний трубопроводов, дизельные гидромониторы, агрегаты ремонтно-сварочные для сварочных работ на трубопроводах, водоотливные установки, мобильные насосные станции для перекачивания нефти и нефтепродуктов.

Конструктивно это именно та техника, которая должна

использоваться в новых условиях прокладки трубопроводов. Это, в первую очередь, современные двигатели, более надежные, экономичные и технически совершенные. Это специальные виды исполнения – всепогодные контейнеры, позволяющие эксплуатировать оборудование в условиях низких температур. Это технические ноу-хау, которые обеспечивают высокое качество выполнения работ.

Уже сейчас спецтехника «ПСМ» используется при строительстве крупнейших объектов ВСТО, участке газопровода Бованенково-Ухта.

Говоря о конкретных видах техники, хочу остановиться на спецтехнике для испытаний трубопроводов на прочность и герметичность: наполнительных и опрессовочных агрегатах. Конечно, такое оборудование существовало и в советское время. Однако агрегаты, рекомендованные для гидравлических испытаний трубопроводов действующим ВСН 011-88, по своим эксплуатационным характеристикам не всегда соответствуют современным условиям строительства. Мы разработали целую серию новых установок для промывки и опрессовки трубопроводов.





Их новаторство не только в использовании более современных комплектующих, надежности систем управления, улучшенной системе охлаждения и отключаемом приводе, но и в более широком диапазоне рабочих характеристик. Если раньше нефтяникам и газовикам приходилось использовать несколько насосных агрегатов, подключать их параллельно или последовательно для получения оптимальных рабочих характеристик на различных участках трубопроводов, то модели, разработанные конструкторами «ПСМ», имеют широкий диапазон производительности и давления, что позволяет применять их для разных целей.

Также мы разработали новую установку – АНВД (агрегат насосный высокого давления). Давление, которое может обеспечить этот агрегат, достигает 60 мПа! Кроме того, у этой установки еще одно назначение – она комплектуется специальным дополнительным оборудованием и может быть использована для гидроочистки. Эту модель мы представляли на московской выставке «Нефтегаз-2012». Интерес к ней со стороны нефтесервисных компаний был очень высоким.

Есть у нас и решение по опрессовке морской водой участков нефтепроводов, проходящих по

дну моря. В конструкции агрегатов, разработанных нами для этих целей, применяются специальные насосы, способные перекачивать морскую воду, особая система охлаждения двигателя и система электрооборудования.

Еще один важный аспект для строительства и эксплуатации трубопроводов – их обеспечение электроэнергией. Очевидно, что тянуть ЛЭП даже к отдельным НПС или газокompрессорным станциям далеко не всегда экономически выгодно. Наиболее эффективным, а иногда и единственным способом организации энергоснабжения таких объектов – использование автономных источников энергии. Обычно это дизельные, газовые или двухтопливные электростанции.

Здесь встает вопрос рационального выбора топлива. На этапе строительства применение дизельных генераторов представляется наиболее оправданным из-за высокой мобильности таких установок. Во время эксплуатации выбор источника энергии всегда индивидуален: он зависит от оборудования, используемого на газокompрессорной станции или НПС.

Несомненно, наиболее обоснованным будет выбор в пользу оборудования, способного работать на газе (в случае

газокompрессорной станции) или сырой нефти (в случае НПС). В первом случае это газопоршневые установки, во втором – электростанции с двигателем, адаптированным к работе на сырой нефти. В любом случае не стоит сбрасывать со счетов дизель-генераторы: они должны быть предусмотрены для аварийных случаев и для резервного энергоснабжения объектов. Для проектировщиков и подрядчиков по строительству компрессорных и перекачивающих станций в вопросе организации электроснабжения объектов целесообразным является сотрудничество с организациями, выполняющими энергетические проекты «под ключ». Думаю, энергетические проекты – это отдельная компетенция, разработкой и реализацией таких проектов должны заниматься профильные компании, обладающие экспертизой в этой области.

Часто в проекте перекачивающей станции закладывается компрессорное и насосное оборудование с прямым, а не электрическим приводом. Мы сейчас ведем разработку газопоршневых приводов для дожимных компрессорных станций и приводов, работающих на сырой нефти для НПС.

В целом, оснащение объектов трубопроводного транспорта современными и надежными средствами механизации является серьезной задачей, как для подрядчиков, так и для эксплуатирующих трубопроводы организаций. Решение ее невозможно без тесного взаимодействия всех участников процесса, включая разработчиков и производителей оборудования. Возможность производственных компаний самостоятельно и в сотрудничестве с проектными организациями осуществлять проектирование и изготовление широкой номенклатуры специальной техники представляется наиболее эффективным подходом к решению задачи. В этом случае конечный заказчик получает готовый парк техники, унифицированной по составу комплектующих, а также гарантированную техническую и сервисную поддержку в течение всего периода эксплуатации оборудования. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

2–5 октября

Киог-2012

Алматы,
Казахстан

4 октября

II Международная Конференция

«Полуостров Ямал: нефтегазовые перспективы»

Москва, Renaissance

9–11 октября

«Передовые Технологии Автоматизации. ПТА-2012»

Москва,
Экспоцентр

18 октября

Конференция «Нефтегазсервис 2012»

Москва,
отель «Рэдиссон-Славянская»

ОКТАБРЬ

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

11–12 октября

Международный форум

«Сервис и оборудование для нефтегазовой отрасли России-2012»

Москва,
Балчук Kempinski

23–25 октября

Нефть и Газ 2012

Киев

23–26 октября

4-ая Выставка «Международная химическая ассамблея. Зеленая химия – ICA-2012»

Москва,
Экспоцентр



А. Миллер, В. Зубков



Ш. Тахаутдинов, Р. Минниханов



Р. Яруллин



Р. Муслимов



Р. Муратов



Участники конференции *Инновационные технологии в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности*



Участники конференции *Инновационные технологии в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности*



Р. Муслимов, Г. Шмаль



М. Гельфгат



Участники выставки *Нефть. Газ. Нефтехимия*



Л. Алтунина



В. Бусыгин



Г. Джавадов



А. Зайтов



В. Альперн



А. Боксерман, С. Закиров



Участники выставки *Нефть. Газ. Нефтехимия*



В. Капустин, И. Якушев



Г. Шмаль, Д. Нургалиев, Р. Муратов

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



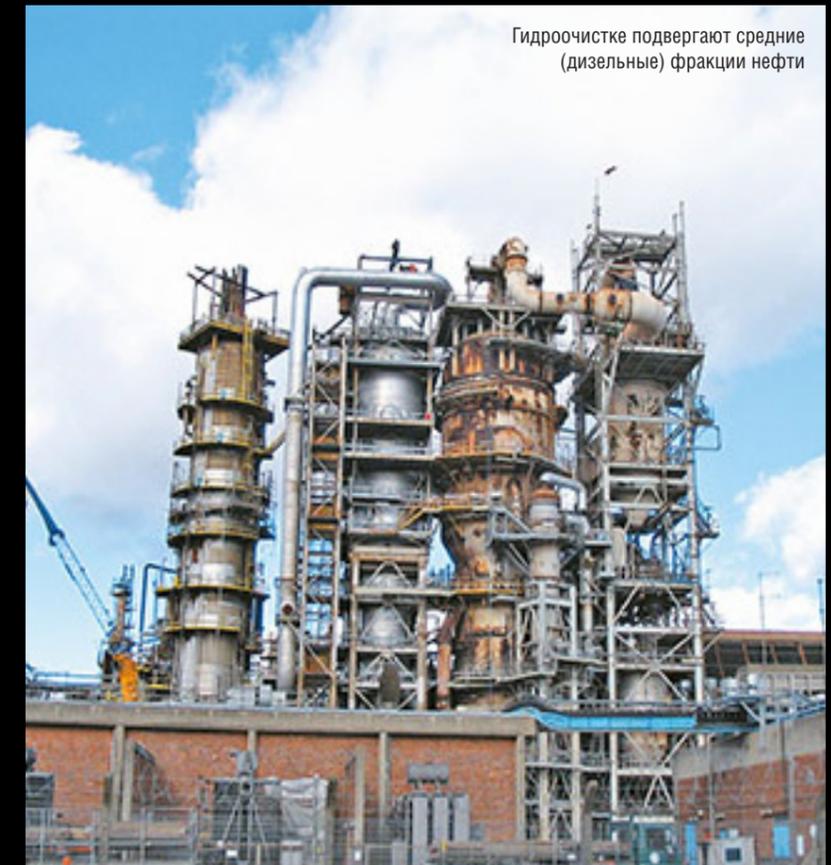
4. Нефтепродукты, нефть и газ



РЕГЕНЕРАТОРЫ И РЕАКТОРЫ

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа
- 1.2. Оборудование для транспортировки нефти и газа
- 1.3. Оборудование для переработки нефти и газа
 - 1.3.1.1. Колонны (ректификационные)
 - 1.3.1.2. Регенераторы, реакторы (реформинга и гидроочистки)



Гидроочистке подвергают средние (дизельные) фракции нефти

Очищение паром

В наше время достаточно много машин и агрегатов работают на дизельном топливе, его требуется все больше и больше. Для производства дизельного топлива средние (то есть дизельные) фракции нефти нуждаются в переработке. Превращение сырья в дизтопливо в свою очередь невозможно без процесса гидроочистки и гидрокрекинга. Эти технологии имеют особую важность для России – ведь в большинстве своем отечественная нефтянка вынуждена иметь дело с

сернистыми и высокосернистыми тяжелыми сортами нефти. Сероводород в обычных условиях находится в газообразном состоянии и при нагревании нефтепродукта выделяется из него. Его поглощают водой в колоннах орошения и затем превращают либо в элементарную серу, либо в концентрированную серную кислоту. Такой процесс осуществляют на гидрирующих катализаторах с использованием алюминиевых, кобальтовых и молибденовых

соединений. При большом давлении и температуре 380 – 420 °С содержание серы, особенно в светлых нефтепродуктах, можно таким образом свести до тысячных долей. Сера, будучи каталитическим «ядом», отравляет катализатор по мере ее накопления на нем. Отсюда понятно: чем меньше ее в сырье, тем дольше катализатор будет активным при повышении жесткости. Как в правиле рычага: проиграешь на стадии очистки – выиграешь на стадии реформинга. Обычно гидроочистке подвергают не всю, скажем, дизельную фракцию, а только ее часть, поскольку этот процесс не так уж дешев. Кроме того, у него есть еще один недостаток: эта операция практически не изменяет углеводородный состав фракций.

Что же касается реакторов и регенераторов, то в

Технические характеристики реакторов

Рабочее давление, МПа	до 10
Рабочая температура, °С	50-600
Внутренний диаметр, мм	до 9000
Внутренний объем, м ³	до 1300
Масса аппарата, т	до 400



Регенераторы применяют в процессах риформинга и кренинга



Модель реактора

нефтеперерабатывающей промышленности они также применяются в процессах крекинга, риформинга, изомеризации, гидроочистки. Реакторы и регенераторы в свою очередь предназначены для непрерывного контактирования паров сырья с горячим катализатором.

В зависимости от назначения процесса существуют реакторы различного конструктивного исполнения (трубчатые, камерные...). Реакторы представляют собой вертикальные цилиндрические сосуды переменного диаметра с двумя днищами, внутренними устройствами для распределения пара, решетками или трубами

под катализатор и штуцерами различного технологического назначения.

Для защиты стенки аппарата от высокой температуры выполняется торкретирование внутренней поверхности реактора различными термостойкими материалами.

Применяемые материалы – углеродистая, нержавеющая, хромомолибденовая стали.

Регенераторы применяются в нефтеперерабатывающей промышленности в процессах крекинга, риформинга, изомеризации, гидроочистки.

Регенераторы применяются для осуществления регенерации (восстановления) катализатора.

Они представляют собой вертикальные цилиндрические сосуды переменного диаметра с днищами сферической формы, внутренними устройствами для распределения пара и штуцерами различного технологического назначения.

Для защиты стенки аппарата от высокой температуры выполняется торкретирование внутренней поверхности регенератора различными термостойкими материалами. ●



В зависимости от конструктивного исполнения выделяют трубчатые и камерные реакторы

БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.1. Добыча нефти и газа

2.1.4. Специальные виды бурения

2.1.4.5. Бурение вторых стволов

2.1.4.6. Бурение на депрессии

Бурение на депрессии – наиболее прогрессивная на сегодня технология



Бурим в состоянии депрессии

За последние 20 лет средние российские запасы новых нефтяных и газовых месторождений уменьшились в 4 раза, доля крупных месторождений среди вновь открытых снизилась с 15 до 10%, значительно ухудшилось продуктивность горизонтов, да и качество нефтепродуктов тоже.

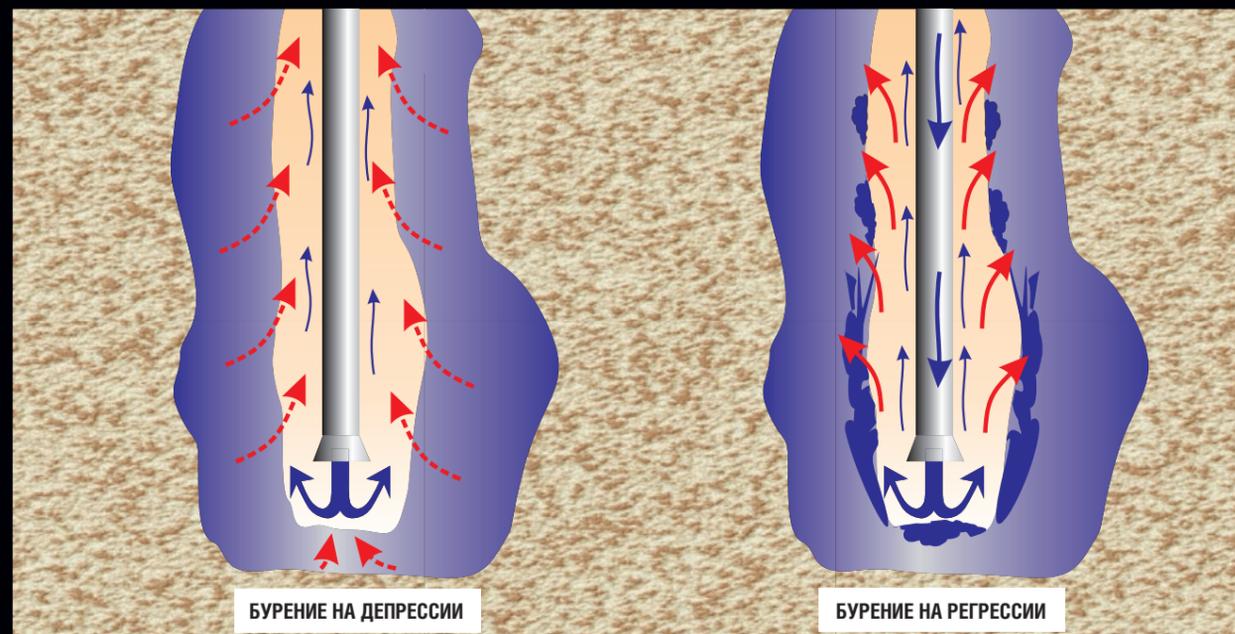
В большинстве регионов ресурсы нефти и газа до глубины 2500-3000 метров уже разведаны и многие из них давно эксплуатируются. Высокая выработанность запасов является неизбежным следствием обводненности углеводородной продукции и снижением дебитов скважин. Именно поэтому применение традиционных для нефтянки технологий не только снижает конкурентоспособность отечественной экономики, но и лишает будущие поколения воспользоваться запасами сырья.

В последние годы практически все нефтяные компании России большое внимание уделяют качеству строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов. Для этого широко привлекают новые прогрессивные технологии бурения. Одной из таких технологий является бурение при депрессии на пласты.

Традиционное бурение осуществляется на репрессии, то есть когда давление промывочной жидкости в скважине выше пластового давления. Следствием этого является проникновение промывочной жидкости (ПЖ) в пласты и их кольятация (рис.1). Бурение в условиях депрессии, когда наоборот, вызывает приток пластового флюида в скважину, сохраняя при этом естественные коллекторские свойства пород. Режим бурения на депрессии наиболее оптимален также для проведения геолого-геохимических

исследований. Одним из наиболее технологичных способов бурения, обеспечивающих вскрытие продуктивных пластов на депрессии, является применение колтюбинга. Колтюбинговый способ бурения (coiled tubing), основанный на использовании безмуфтовых гибких труб, находит широкое развитие при бурении новых скважин и новых стволов из старых скважин. Высокая техническая и экономическая эффективность достигается при бурении наклонных и горизонтальных боковых стволов

Схема Взаимодействие в системе «скважина – пласт» при бурении на депрессии и регрессии



из существующих скважин. Особенно эффективным колтюбинг может оказаться на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, для реанимирования старого фонда скважин путем резки боковых стволов.

Сегодня практически все ведущие нефтяные компании мира применяют новый метод бурения, но наибольшее распространение бурение на депрессии получило в Северной Америке, где в некоторых районах оно превратилось в доминирующую систему.

Преимущества способа бурения на депрессии

- значительный рост дебитов скважин в период эксплуатации
- увеличение коэффициента отдачи продуктивных пластов
- сокращение материальных и финансовых затрат на проведение операций по освоению скважин
- увеличение скорости бурения и проходки
- экологическая безопасность вскрываемых коллекторов и окружающей среды
- снижение общего времени бурения и закачивания скважин. ●



Прогрессивный метод оптимален и для проведения геологоразведочных работ



ЖЕМЧУЖИНА РОССИЙСКОГО ХИМПРОМА

3. Сырье и материалы в НГК

- 3.1. Реагенты
- 3.2. Материалы для цементирования скважин
- 3.3. Нефтехимия
 - 3.3.1. Каучук, латекс
 - 3.3.2. Стеклопластик, пластмасса
 - 3.3.3. Полимеры, смола
 - 3.3.4. Полиэтилен, полипропилен
 - 3.3.5. Продукты неорганической химии
 - 3.3.5.4. Соляная кислота
 - 3.3.5.5. Натр едкий

и отечественная химическая промышленность. А после того, как в связи с приближающимся стартом пекинской олимпиады, Муниципальное Общественное Бюро Безопасности Пекина наложило всеобщий запрет на производство, переработку и продажу 257 химических соединений в районах

Китая, в том числе и натра едкого, цены еще более выросли. И как следствие российские предприятия в среднем увеличили производство натра на 50%. Более того, если верить официальной статистике, в настоящее время российский химпром более половины готового продукта отправляет на экспорт. ●

Натр едкий

Трудно найти более востребованный в НГК продукт химической промышленности как натр едкий. Применяется он и для очистки нефти, и масел, как осушающий агент для газов и многих органических жидкостей...

Натр едкий (каустическая сода, каустик, гидроксид натрия, лат. *Natrii hydroxidum*) – щелочь, химическая формула NaOH , бесцветные кристаллы; до 299°C устойчива ромбическая модификация ($a = 0,33994 \text{ нм}$, $c = 1,1377 \text{ нм}$), выше 299°C – моноклинная.

Долгое время, а именно с конца 90-х годов (время угасания российской промышленности – прим.ред.) прошлого века по 2006 год, основным мировым поставщиком едкого натра был китайский химпром, а так же химпром ряда азиатских стран. Но за последние пару-тройку лет, России удалось восстановить позиции в этом направлении. С ростом цен на энергоносители, поднялась



Российские предприятия в среднем увеличили производство натра на 50%

Термохимические характеристики натра едкого

Температура плавления $t_{пл} = 323^\circ\text{C}$, температура кипения $t_{кип} = 1403^\circ\text{C}$.
Плотность = 2,02 г/см³.
Энтальпия H° полиморфного перехода = 5,85 кДж/моль, $\Delta\text{H}^\circ_{обр} = -425,88$ кДж/моль, $\Delta\text{H}^\circ_{возг} = 239,335$ кДж/моль (при 0 К), $\Delta\text{H}^\circ_{пл} = 7,8$ кДж/моль.
Теплоемкость $\text{C}^\circ_p = 59,54$ Дж/(моль·К).
Термодинамическая энтропия $\text{S}^\circ_{298} = 64,43$ Дж/(моль·К).
Показатели преломления: меньший $\text{N}_p = 1,457$, средний $\text{N}_m = 1,470$, больший $\text{N}_g = 1,472$.
Растворимость (% по массе): в воде – 52,2 (20°C), метаноле – 23,6 (28°C), этаноле – 14,7 (28°C).

Химические свойства натра едкого

Водные растворы едкого натра имеют сильнощелочную реакцию ($\text{pH} \gg 7$). Гидроксид натрия поглощает из воздуха CO_2 образуя Na_2CO_3 . В жидком NH_3 практически не растворяется. Едкий натр – сильное основание, относится к щелочам. Со спиртами образует алкоголяты. Расплавленный растворяет Na и NaN . Разрушает материалы органического происхождения (бумагу, кожу и др.).

Способы получения

Натр едкий получают следующими способами: Электролизом растворов хлорида натрия NaCl (с одновременным получением хлора Cl_2) с использованием твердых электродов и проточного электролита (60–90°C) либо ртутного катода (до 70°C). Взаимодействием горячего раствора кальцинированной соды Na_2CO_3 с гидроксидом кальция Ca(OH)_2 (каустификация).

Реакцией гидроксида бария Ba(OH)_2 с раствором сульфата натрия Na_2SO_4 .

«Каменный век кончился не потому, что кончились камни, и нефтяной век кончится не потому, что кончится нефть»

Шейх Ахмед Заки Ямани



«Солнечная энергетика пока не развивается, поскольку Солнце не принадлежит нефтяным компаниям»

Р. Нейдер

«Вся наша культура – просто плесень на трубе. Которая существует только потому, что нефть нагревают. Причем нагревают ее совсем не для того, чтобы расцвела плесень. Просто так ее быстрее прокачивать...»

В. Пелевин



«Миллер спит до двух часов дня, а пока он не проснется, ничего подписать невозможно»

Игорь Сечин



«Цена на нефть – она от Бога!»

В. Алекперов

«Мы отступили от той максимальной цены, по которой торговали с Китаем»

Э. Худайнатов

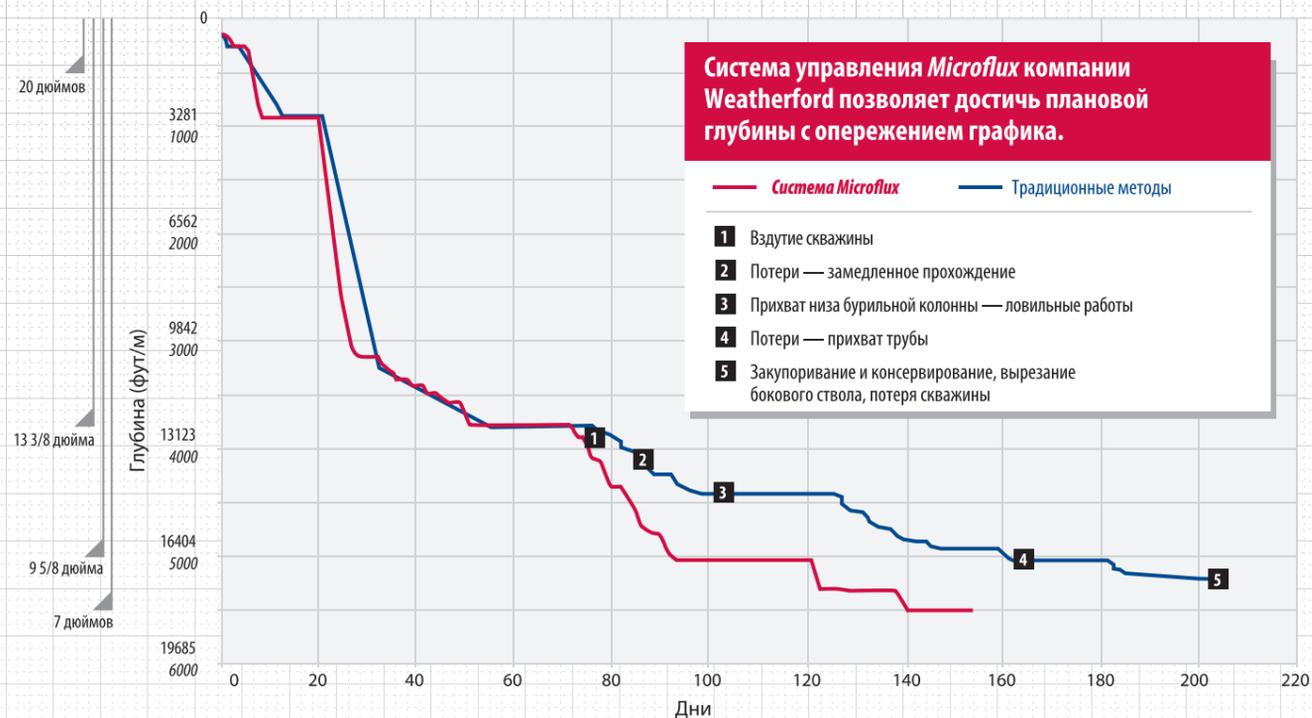


«Экономический потенциал России огромен, однако ввиду отсутствия инфраструктуры и недостатка связей с регионом воплощение проектов по сотрудничеству потребует определенного времени»

Штефан Майстер

Контроль над изменениями

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



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

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

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



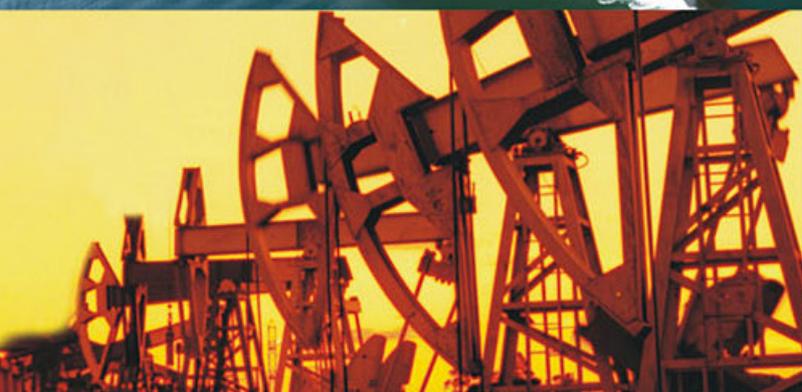
Перемены к лучшему™



weatherford.com, weatherford.ru



ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК



Надежный сибирский банк!

- ♦ Ханты-Мансийский банк – один из крупнейших банков России, Западной Сибири и Урала.
- ♦ Высокие международные кредитные рейтинги.
- ♦ Банковские услуги, кредиты, депозиты для бизнеса.
- ♦ Private Banking – банковские услуги для VIP-клиентов.



khmb.ru

(3467) 390-800

ОАО ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ БАНК, генеральная лицензия ЦБ РФ № 1971