



КУМУЛЯТИВНЫЕ
ЗАРЯДЫ

• НОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
• БУРЕНИЯ



ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[6] 2015 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

СЛАГАЕМЫЕ УСПЕШНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ





★ УСИНСК

★ НОВЫЙ УРЕНГОЙ

★ НОЯБРЬСК

★ КОГАЛЫМ

★ НЕФТЕЮГАНСК

★ НИЖНЕВАРТОВСК

★ ХАНТЫ-МАНСЬСКИЙ РАЙОН



★ МОСКВА



★ ВЛАДИМИР

★ ОТРАДНЫЙ

★ БУЗУЛУК

★ ОРЕНБУРГ



- Автоматизированные системы контроля для флотов ГРП
- Оборудование для гидроразрыва пласта
- Криогенные азотные комплексы
- Производство плунжерных насосов для ГРП
- Поставки ЗИП для плунжерных насосов

- Автоматизированные системы контроля для флотов цементирования
- Цементируемые агрегаты на базе контейнера
- Однонасосные цементирующие агрегаты на шасси
- Двухнасосные цементирующие агрегаты на шасси
- Плунжерные насосы для цементирования, ЗБС, ГНКТ



МОДУЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ГАЗОПОДГОТОВКИ

ENERPROJECT group



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ



ИНДИВИДУАЛЬНОЕ
ПРОЕКТИРОВАНИЕ



ДОСТАВКА
И ШЕФМОНТАЖ



ПУСКОНАЛАДКА
И ИСПЫТАНИЯ



СЕРВИСНОЕ
ОБСЛУЖИВАНИЕ

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1.
Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energias.ru www.energias.ru

ЖИЗНЬ НА МОРЕ



Limassol Marina

элитная недвижимость
яхтинг • рестораны • бутики

Подплывите на яхте к порогу
Вашего дома. Расслабьтесь
на пляже и в спа. Посетите
рестораны и бутики в центре
самого яркого и интересного
города Кипра.
Все это – жизнь на море.

Виллы готовы к заселению.
Свяжитесь с нами:
Кипр +357 25 020 020
Москва +7 495 643 1901
Санкт-Петербург +7 812 332 7118

limassolmarina.ru

Вскрытие пласта
и испытание моделей
крепности скважины
кумулятивными
зарядами



40

Геофизические
исследования
в скважинах



46

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	6
Дружба дружбой, а нефть врозь	8
Осваивать месторождения будут по стандарту	10
Первая строчка Основные события месяца	12
Интенсификация притока нефти при разработке месторождений горизонтальными скважинами	20
Проектирование энергосберегающих профилей горизонтальных скважин большой протяженности при малых глубинах залегания продуктивных пластов	24
Проблемы качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама	32
ООО «ПФ БОРАКС» новое имя на рынке производителей бурового оборудования	54

Новые технологии
для бурения
глинистых и солевых
отложений

14

Искусство
проектирования



50

Азотные
комплексы



56

Эффективная работоспособность	60
Россия в заголовках	63
Технологии строительства и ремонта скважин в сложных геологических условиях. Стеклянные микросферы 3М™	68
Слагаемые успешной эксплуатации	70
Насосы HERMETIC	72
Импортозамещение в модернизации	74
Снизить риски	78
Взрывные идеи в производстве взрывозащищенного оборудования	80

Экспертный
подход к морским
операциям



66

Твердосплавные
изделия для
эффективного
бурения



64

Оборудование ХАФИ для нефтегазовой и химической промышленности	84
Новый уровень российского компрессоростроения	86
Держать руку на пульте	90
Хронограф О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад	93
НЕФТЕГАЗ <i>Life</i>	94
Цитаты	96

Системы сбора
данных и управления



82

186 лет назад

В 1829 году в Баку действовало 82 скважины. Добыча нефти составляла 550 т в год.

155 лет назад

В 1860 году купец В.А. Кокорев, затеявший в Баку торговлю, решил использовать землю, пропитанную нефтью, для производства осветительного масла и открыл в Сураханах, в семнадцати верстах от Баку, перегонный завод.

145 лет назад

В 1870 году Роберт Нобель купил землю за пять тысяч рублей и небольшой керосиновый завод в Баку, на котором трудились тридцать рабочих.

134 лет назад

В 1881 году Л. Нобель пустил в Петербург железнодорожный состав из железных цистерн.

53 года назад

В 1962 году в тюменской области начинают открывать месторождения, в общей сложности к 1970 году будет открыто около 20 газовых месторождений с суммарным запасом в несколько триллионов кубометров.

49 лет назад

В 1966 году с месторождения Уренгой в столицу Советского Союза и другие города страны начинает поступать природный газ.

40 лет назад

В 1975 году в Заполярной части Западносибирской равнины, на Тазовском полуострове открыто Ямбургское месторождение газа, газового конденсата и нефти.

23 лет назад

В 1992 году у побережья Испании терпит крушение танкер Prestige. В море вылилось около 450 тыс. тонн сырой нефти, что в два раза больше, чем в 1989 году с Exxon Valdez.

17 лет назад

В 1998 году теплая зима и увеличение производства нефти в Ираке привели к снижению цены и экономическому кризису в Азии. Чтобы остановить падение цен, страны ОПЕК уменьшают производство нефти.

8 лет назад

В 1998 году «Газпром» и итальянский концерн ENI подписали Меморандум о взаимопонимании и о реализации проекта «Южный поток».

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Сергей Степанов,
Алексей Петров

Ответственный секретарь
Татьяна Морозова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Артем Аракелов
Ольга Иванова
Сергей Григорьев
Леонид Васильев
reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджер по работе с клиентами
Татьяна Зима

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский
Владислав Карпов

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

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

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
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



9 772410 383004

СЛОЖНЫЕ ВРЕМЕНА МОГУТ ВДОХНОВЛЯТЬ



Мы слышим вас.

Условия новой экономической реальности требуют максимальных усилий при минимальных ресурсах. Наша задача – помочь вам реализовать намеченное.

Оцените наши предложения по преодолению сложных условий и решению поставленных задач на новом сайте thenewweatherford.com.



ОПЕК не возражает против присоединения России



Влияние ОПЕК преувеличено, а ценообразование формируется на финансовых рынках



В России особые условия нефтедобычи



Присоединение России к ОПЕК сделает маневры картеля более существенными

ДРУЖБА ДРУЖБОЙ, А НЕФТЬ ВРОЗЬ

Анна Павлихина

5 июня генеральный секретарь ОПЕК А.С.аль-Бадри заявил, что организация не возражает против присоединения к ней новых членов, в частности России. В дискуссионной плоскости этот вопрос поднимается не впервые и представители России неоднократно заявляли, что не против присутствия, но только в качестве наблюдателей.

С момента своего образования в 1960 г. картель преследовал только одну цель – контроль над ценами посредством координации политики нефтедобычи своих членов-государств.

Еще некоторое время назад ОПЕК контролировал 40% продаваемой нефти, сегодня эта цифра сократилась до 32%. Говорить о мега-влиянии организации тоже не приходится, ведь ценообразование в большей степени зависит от финансовых рынков, где торгуют не живой нефтью, а фьючерсами. Поэтому можно смело говорить, что свое влияние организация значительно утратила и сильно заинтересована в его возвращении за счет новых членов, особенно таких лидеров рынка, как Россия. Но какая польза от такого союза для самой России?

Механизм регулирования цен на нефть странами ОПЕК заключается в установлении квот на добычу нефти. Надо увеличить цену – выключают станки-качалки и уменьшают добычу. Надо снизить цену – включают качалки. В такой системе для России состоит первая трудность, т.к. нефтедобыча в нашей стране сильно отличается от той, что существует в странах, входящих в картель.

Но это не единственная и не главная загвоздка. Зависимость России от экспорта энергоресурсов столь колоссальна, что сокращение добычи приведет к существенному сокращению поступлений в казну. При этом Россия потеряет часть своих рынков сбыта и, как следствие, репутацию надежного поставщика. А вернуть потребителя будет крайне сложно, ведь НПЗ вынуждены будут переориентироваться на другие типы нефти.



В не меньшей, чем Россия, зависимости от нефтяных доходов находятся и страны, входящие в ОПЕК. Как и в России экспорт нефти определяет их внутриэкономическую составляющую и формирует бюджет. Но, когда в конце прошлого года цены на нефть упали, такого кризиса, как в России не произошло нигде. Видимо, до подобных альянсов мы еще не доросли, потому что надо научиться жить при реальных ценах на нефть, а не рассчитывать, что они вот-вот вырастут еще. Члены ОПЕК тоже хотели бы продавать нефть по высокой цене, но вынуждены жертвовать «хочу» в пользу «надо». В результате рынок для них становится стабильным и предсказуемым. Прогнозируемость рынка не повредила бы и России, где за падением цены на энергоресурсы зачастую следуют рукотворные кризисы.

Основная задача России сегодня – сохранить высокие цены на нефть, не прибегая к снижению добычи. Чтобы скорректировать цену на мировом рынке Россия должна сократить добычу даже не на треть, как утверждалось ранее, а на две трети, тогда, как подсчитали эксперты, нефтяная промышленность не сможет покрыть дефицит и цена на нефть значительно вырастет. Но Россия при этом будет продавать меньше и поступления в бюджет тоже будут меньше.

Присоединение России к ОПЕК сделает маневры картеля более существенными. Общий объем будет превышать 40% мирового рынка.

На данный момент самый крупный производитель нефти в ОПЕК – прозападно настроенная Саудовская Аравия. Эксперты полагают, что присоединение России разобьет организацию на два политических лагеря. Поэтому, не смотря на экономическую непривлекательность, вопрос вступления России в ОПЕК не выглядит однозначным. Ведь в условиях обостренных отношений с Западным миром, членство России в нефтяном альянсе, в отдаленной перспективе, может стать политическим ходом. ●



ОСВАИВАТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУДУТ ПО СТАНДАРТУ

В России с 1 февраля 2016 г будет введен ряд национальных стандартов в области проектирования разработки и освоения газовых и газоконденсатных месторождений. Соответствующие приказы подписаны в Росстандарте.

С введением ГОСТа Р «Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Общие требования к проведению авторского надзора за выполнением проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений» устанавливаются требования к авторскому надзору за выполнением техпроекта разработки газового или газоконденсатного месторождения, а также отдельных объектов по техзаданию недропользователя и требования к составу, содержанию, представлению и оформлению отчетных материалов по авторскому надзору.

ГОСТ Р «Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата на основе уравнения материального баланса. Основные технические требования» затрагивает газовые и газоконденсатные залежи, которые разрабатываются самостоятельной сеткой скважин, разбуренные в соответствии с утвержденным техпроектом разработки.

Документ устанавливает основные положения и единые требования к подсчету газовых и газоконденсатных запасов на основе уравнения материального баланса для разрабатываемых месторождений.

Требования стандарта будут применяться организациями-недропользователями, имеющим право пользования недрами для геологического изучения и добычи полезных ископаемых; организациями, осуществляющими подсчеты запасов; составителями проектной документации по разработке месторождений; иными организациями и лицами, участвующими в разработке месторождений; государственными органами и уполномоченными ими совещательными и экспертными органами, осуществляющими рассмотрение, экспертизу и согласование материалов подсчета запасов и проектной документации по разработке месторождений.

Стандарт предназначен для применения при составлении, согласовании и утверждении проектных и иных документов по геологическому изучению, геологоразведке и разработке месторождений. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Начиная с лета прошлого года цены на нефть стали стремительно падать и уже к январю 2015 года главный экспортный продукт России потерял половину своей стоимости.

По мнению А. Новака Россия имеет все возможности для стабильной и предсказуемой поставки объемов нефти на нефтяной рынок при любом диапазоне цен на нефть. Министр энергетики уверен, что на данный момент в России есть все необходимые технологии для решения отраслевых задач, в том числе технологии многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах, бурения многоствольных скважин.

Причем при снижении мировых котировок нефтяная отрасль России обращает свое внимание больше на создание технологий для последующего увеличения объемов добычи.

При какой цене на нефть у нефтедобывающих компаний появляется стимул к внедрению инноваций?

2%

Менее 50 долл/барр, т.к. при такой цене нужно удешевлять добычу, разрабатывая новые технологии

33%

100 долл/барр, т.к. это стандартная цена, при которой, получая удовлетворительную прибыль можно выкроить средства на НИОКР

15%

Более 130 долл/барр, т.к. с такой прибылью стыдно работать без ноу-хау

50%

Цена на нефть не привязана к внедрению инноваций



ООО «Идель Нефтемаш»

ИШИМБАЙСКИЙ ЗАВОД НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Основан в 1977 г.

Специализированный завод по производству
Мобильных буровых установок и подъемных агрегатов
типа «ИДЕЛЬ» грузоподъемностью от 80 до 160 т



Более 2500 установок производства ООО «Идель Нефтемаш» находятся в эксплуатации на территории России и стран СНГ

- Богатый опыт производства;
- Современное и высокотехнологичное оборудование;
- Высококвалифицированные кадры;
- Комплексное решение задач;
- Изготовление буровых установок по индивидуальным техническим требованиям Заказчика



События

Запуск нового производства

Отмена пошлин Северный поток

Цены на нефть

Экономический кризис

Выборы президента

Обвал рынка акций

Газовые войны

Сливающие капиталов

Новый глава Роснефти

Продажа квот

Второй ветка ВСТО

Богучанская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Южный поток

Торги на бирже

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Северный поток достроили



Две ГТЭС на месторождениях Уватского проекта

РН-Уватнефтегаз – дочерняя компания Роснефти, ввела в эксплуатацию газотурбинные электростанции (ГТЭС) мощностью в 24 МВт на Тямкинском месторождении и мощностью в 60 МВт на Усть-Тегусском месторождении.

В результате реализации крупных энергопроектов уровень собственной генерации на месторождениях РН-Уватнефтегаза в 1-м квартале 2015 г. превысил 83%. Общий объем выработки электроэнергии достиг 168,3 млн кВт/ч.

Строительство объектов энергетики является одним из ключевых этапов программы по развитию Уватского проекта. Ввод ГТЭС Тямкинская позволил повысить энергобезопасность и надежность снабжения производственных объектов, снизить уровень воздействия на окружающую среду на Тямкинском месторождении и его спутниках (Южно-Петъегское, Радонежское и др месторождения).

ГТЭС Усть-Тегусского месторождения позволила обеспечить собственной генерацией Восточный центр освоения Уватского проекта, на который

приходится более 80% добычи нефти РН-Уватнефтегаз.

Для увеличения надежности энергоснабжения и обеспечения ввода новых объектов нефтедобычи ведется строительство трех подстанций 220 кВ и ВЛ-220 кВ.

Общая протяженность высоковольтных линий электропередачи ВЛ-220 кВ составит 315 км. Новая энергосистема свяжет нефтедобывающие активы предприятия и обеспечит их подключение к Единой энергетической системе (ЕЭС) России.

В рамках развития Уватского проекта были построены крупные объекты промышленной инфраструктуры – 2-я очередь ГТЭС и установка предварительного сброса воды на Усть-Тегусском месторождении, нефтеперекачивающая станция и 1-я очередь ГТЭС на Тямкинском месторождении и другие объекты.

На Южно-Приобском ГПЗ протестировали газопровод

Гидравлические и пневматические тесты проводились для проверки оборудования на прочность и герметичность путем равномерного

повышения давления в установленных на ГПЗ агрегатах до уровня, превышающего рабочее давление на 25%.

Контроль измерений осуществлялся несколькими независимыми друг от друга приборами. Общая протяженность трубопроводов, на которых выполнялась диагностика, составила более 90 км.

По результатам проведенных работ получены положительные заключения, следующим этапом подготовки станет пробная эксплуатация объектов.

Начало пусконаладочных работ на заводе запланировано на июнь 2015 г.



Также осуществляется реконструкция трубопровода для доставки сухого отбензиненного газа до врезки в газопровод Газоснабжение города Ханты-Мансийск и Ханты-Мансийского района, что позволит направлять газ на газотурбинную электростанцию Южно-Приобского месторождения для выработки электроэнергии и на бытовые нужды жителей Ханты-Мансийска и Ханты-Мансийского района.

Мощность нового ГПЗ позволит перерабатывать 900 млн м³ попутного нефтяного газа в год, получая порядка 340 тыс тонн ШФЛУ и 750 млн м³/год сухого отбензиненного газа. ●

Газпром и Shell готовят ТЭО по 3-й линии Сахалин-2

Газпром и Shell вышли на финишную прямую и завершают работы по ТЭО строительства 3-й линии завода СПГ.

Известно, что стороны планомерно, согласно подписанной в феврале 2014 г дорожной карте, готовят документацию по предварительному проектированию (FEED) строительства 3-й линии СПГ – завода. Срок – не ранее 3 кв. 2015 г.

Ранее А.Новак заявлял о том, что во время саммита ОПЕК обсудит с Shell перспективы расширения действующего завода по производству СПГ проекта Сахалин-2. Проблем со сбытом, вероятно, не будет. В конце мая 2015 г. Япония подтвердила потребность в СПГ и желание участвовать в расширении проекта Сахалин-2.



СПГ-завод в рамках проекта Сахалин-2 является единственным действующим в России.

Мощность завода составляет 9,6 млн т/год СПГ. С учетом 3-й линии мощность завода составит до 15 млн т/год СПГ.

Проект Сахалин-2 реализует Sakhalin Energy Investment (SEIC). Акционерами проекта являются Газпром с долей участия в 50% +1 акция, Shell – 27,5% – 1 акция, японские Mitsui (12,5%) и Mitsubishi (10%).



Начальным участком газопровода Россия – Индия может стать газопровод Алтай

3–4 июня 2015 г. в Вене прошел 6-й международный семинар ОПЕК, который обычно собирает нефтегазовый истеблишмент со всего мира. Именно в кулуарах этого мероприятия, среди других тем и обсуждался вопрос строительства магистрального газопровода (МГП) из России в Индию. Для проработки этого проекта создана рабочая группа.

Индия – это одна из немногих стран в мире, которая несмотря на немалую территорию, так и не начала добывать углеводороды в промышленно значимом масштабе и сейчас вынуждена участвовать во всех мало-мальски обещающих проектах. У России же цель показать Западу решимость отказаться от поставок в Европу российского газа.

Ресурсной базой для поставок в Индию российского газа могут быть месторождения Западной Сибири, ориентированные со времен

социализма в Европу. До Китая доставка этого газа может быть организована через МГП Алтай, по которому уже согласована поставка газа в Китай. А далее нужно построить новый МГП Китай – Индия через западную китайскую провинцию Синьцзян и Гималаи или Тибет. Это самый короткий, но и самый дорогой маршрут.

Есть ли в этом смысл, если можно организовать передачу СПГ морским путем, к примеру с Сахалина? Для экспертов очевидно, что разговоры о наземной доставке российского газа в Индию скорее политические. Вместе с тем, и исключать строительство МГП Россия – Индия нельзя.

Россия построила МГП Северный поток, несмотря на противодействие стран Запада. Сейчас этот дорогостоящий МГП является наименее рискованной доставкой газа в ЕС. При всем этом, Индия для России прекрасный партнер, который потребляет около 53 млрд м³ газа в год, более 20 млрд м³ из которых импортирует в виде СПГ. ●

События

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ для бурения глинистых и солевых отложений

ТРАДИЦИОННО ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ИНГИБИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ ПРИ БУРЕНИИ В ТОЛЩАХ НАБУХАЮЩИХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД НЕ СНИЖАЮТ НАРАБОТКУ ИЗБЫТОЧНЫХ ОБЪЕМОВ РАСТВОРА И НЕ ОБЕСПЕЧИВАЮТ СТАБИЛИЗАЦИЮ СТВОЛА СКВАЖИНЫ. В КАЧЕСТВЕ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ И СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДЛАГАЕТСЯ НОВЫЙ СОСТАВ БУРОВОГО РАСТВОРА, СТАБИЛИЗИРОВАННЫЙ КАТИОННЫМ ПОЛИМЕРОМ ИЗ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ АММОНИЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

TRADITIONALLY USED INHIBITING FLUIDS WHILE DRILLING IN THE STRATA SWELLING CLAY ROCKS DO NOT REDUCE THE NUMBER OF HOURS OF EXCESS AMOUNTS OF THE SOLUTION AND STABILIZE THE WELLBORE. AS A NEW TECHNOLOGY FOR DRILLING CLAY AND SALT DEPOSITS PROPOSED NEW COMPOSITION OF THE DRILLING FLUID, STABLE CATIONIC POLYMER OF QUARternary AMMONIUM COMPOUNDS

Ключевые слова: бурение, скважина, буровой раствор, технологические показатели, катионный полимер.

Хуббатов Андрей Атласович,
Старший научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

Гайдаров Азамат Миталимович
Техник первой категории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, обусловленных чередованием неустойчивых глинистых и солевых отложений, наличием зон аномальных пластовых давлений, повышенных температур, большими глубинами залегания углеводородного сырья, сопряжено с возникновением осложнений и аварий в процессе бурения. Наиболее сложные осложнения связаны с интервалами залегания неустойчивых глинистых пород – пластичных глин и хрупких аргиллитов (сланцев).

Глины в естественных условиях залегания проявляют пластичные (вязкопластичные) свойства, при контакте с буровым раствором самопроизвольно увлажняются, набухают, диспергируют, их пластичность увеличивается. Сланцы проявляют хрупкие (упруго-пластичные) свойства, они при контакте с буровым раствором не набухают, не диспергируют, не пластифицируются, сохраняют состояние хрупкого тела. Очевидно, потеря устойчивости стенок ствола скважины в пластичных и хрупких породах под воздействием бурового раствора будет проявляться по-разному: в глинах

в виде сужений, вывала, обвала, а в сланцах – осыпаний, обвала, кавернообразований.

Нарушение целостности разных горных пород на стенках скважины происходят либо с увеличением объема, т.е. с набуханием, либо без изменения объема. Диаметр ствола скважины в глинах постоянно меняется: то уменьшается (сужение), при набухании, то увеличивается (кавернообразование), при вывале и обвале. Образованные каверны в глинах со временем самозалечиваются, затем процесс набухания и обвала повторяется и, таким образом, отмечается определенная цикличность в отклонение диаметра скважины от номинала. В неустойчивых хрупких сланцах, разупрочнение на стенках ствола приводит только к увеличению диаметра скважины: каждое последующее проявление потери устойчивости сопровождается увеличением и превышением предыдущего диаметра ствола скважины. В таких породах самозалечивания каверн не происходит, наоборот, с течением времени наблюдается увеличение размеров каверн. Следовательно, подходы и способы стабилизации неустойчивых глин и сланцев на

стенках ствола скважины должны отличаться и не могут быть взаимозаменяемыми.

При бурении солевых отложений также существует вероятность потери устойчивости ствола скважины в межсолевых глинистых породах, рапопроявления, ухудшение показателей бурового раствора под воздействием температурной и полисолевой агрессии. В процессе углубления скважин неизбежно попадание в буровой раствор различных солей из проходимых пород или пластовых вод. Поэтому придание раствору устойчивости к солевой агрессии является важной технической задачей. Особенно она усложняется при проходке мощных хемогенных толщ. Коагуляция глинистой фазы, происходящее при засолении приводит к дестабилизации системы: возрастает величина показателя фильтрации, структурно-реологические показатели значительно ухудшаются и не поддаются управлению.

Термо- и солеустойчивость буровых растворов в значительной мере определяется реагентами-стабилизаторами, применяемыми для снижения показателя фильтрации, и химическими добавками, способствующими сохранению свойств стабилизатора при более высоких температурах. Для стабилизации системы прибегают к разбавлению и вводу большого количества полимеров.

Используемые в настоящее время буровые растворы многокомпонентны, что создает определенные сложности при управлении свойствами и показателями раствора. Традиционно используемые водные буровые растворы за рубежом и в нашей стране, представляют с собой глинистые суспензии, стабилизированные анионно-неионными высокомолекулярными соединениями полимерами. В качестве полимеров-стабилизаторов наибольшее применение нашли:

водорастворимые эфиры целлюлозы (анионные и неионные), крахмал (неионный) и акриловые реагенты (анионные). Сюда же можно добавить лигносульфонаты и гуматы, относящиеся к анионным соединениям.

Рассмотрим существенные недостатки анионно-неионных буровых растворов при бурении скважин в глинистых и солевых отложениях:

- низкие ингибирующие свойства, из-за чего происходит рост структурно-реологических показателей («скачки» технологических показателей) и наработка объема раствора;
- низкая крепящая способность раствора (потеря устойчивости стенок скважин в глинистых отложениях);
- биодеструкция анионных и неионных полимеров и дестабилизация рабочего раствора;
- низкая устойчивость раствора к полисолевой и температурной агрессии, а также к изменению pH среды;
- несовместимость пресной и соленой систем: переход от пресной в соленую чревато резким ухудшением свойств и показателей раствора, повышением расхода стабилизаторов и т.д.;
- многокомпонентность и сложность управления свойствами раствора в процессе бурения скважины и т.д.

В дополнение можно отметить, что устранение указанных недостатков, для анионно-неионных растворов, практически невозможно. Принципиально, по части совершенствования, анионно-неионные буровые растворы, если ориентироваться на известные химические реагенты, исчерпали свой потенциал. Недостатки традиционных растворов легко устранимы при использовании катионных полимеров в качестве стабилизаторов буровых систем.

Впервые, исследование и разработка систем катионных буровых растворов (Катбурр) началось в лаборатории крепления и заканчивания скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2010 г. В настоящее время исследовано и получено более 15 патентов на катионные буровые растворы.

Рассмотрим применение систем катионных буровых растворов, как новые технологии при промысловых испытаниях при бурении скважины №939 в надсолевых и солевых отложениях в мульдовой зоне Астраханского ГКМ.

Бурение в глинистых отложениях (30–2900 м)

Осложнения в виде осыпей и обвалов стенок при бурении скважин в глинистых отложениях Астраханского ГКМ наблюдаются практически повсеместно. Глинистые отложения представлены четвертичными, неогеновыми, палеогеновыми, меловыми, юрскими и триасовыми отложениями. Основные проблемы при бурении вызваны набуханием и диспергированием глинистого шлама, приводящее к ухудшению свойств и показателей раствора, сальникообразованиями, затяжками, посадками, прихватами инструмента и поглощениями.

Переход на Катбурр был осуществлен при забое 60 м: вводом катионного полимера, который состоит из четвертичных аммониевых соединений (ЧАС) в товарном виде до 5%; хлористого калия до 3%; флотореагента-оксаль Т-92 до 3–4%. В дальнейшем, в процессе бурения содержания катионного полимера ЧАС в растворе довели и поддерживали в пределах 5–8%. Технологические показатели Катбурр при бурении под кондуктор приведены в таблице 1.

После спуска кондуктора диаметром 426 мм на глубину 350 м бурение под I-ую техническую колонну

ТАБЛИЦА 1. Катионный раствор при бурении под кондуктор (30–350 м)

Рабочий раствор	Технологические показатели					
	ρ, кг/м³	УВ, с	ПФ, мл	СНС1/10, дПа	ПВ, мПа*с	ДНС, Па
Исходный	1140	70	6	15/25	18	5
После обработки	1140	28	3	0/5	30	1
При бурении до 350 м	1170	31	3	0/5	35	3

ТАБЛИЦА 2. Технологические показатели катионного раствора в процессе бурения под I-ую техническую колонну (350–2900 м)

Интервал, м	Технологические показатели					
	ρ, кг/м³	УВ, с	ПФ, мл	СНС1/10, дПа	ПВ, мПа•с	ДНС, Па
350-732	1240	37	2	0/5	35	4
732-1200	1250	50	3	5/10	38	6
1200-1494	1260	56	2	7/10	43	7
1494-1727	1280	56	3	46/67	37	11
1727-1849	1280	80	1	34/76	40	14
1849-2000	1220-1260	50-80	1	20/55	36	13
до 2900	1280-1310	70-100	0,5-1	15-25/30-50	35-45	11-16

производилось долотом диаметра 393,7 мм. До глубины 1849 м бурение проходило без осложнений. С увеличением глубины было отработано управление структурно-реологическими показателями раствора, как в сторону увеличения, вводом биополимера и гидрогеля алюминия, так и в сторону уменьшения, вводом катионного полимера ЧАС. При бурении и «проработке» в глинистых отложениях под I-ую техническую колонну технологические показатели Катбурр практически не менялись (Таблица 2).

ПФ катионного раствора, в отличие от традиционно используемых, в процессе бурения глинистых отложений не меняется и находится в диапазоне 1,5–3 см³, что значительно ниже проектных величин. После корректировки раствора вводом крахмала, начиная с глубины 1850–1900 м, ПФ раствора находился на уровне 0,5–1 см³ и до конца бурения надсолевого интервала был ниже единицы. В традиционно используемых растворах ПФ в процессе бурения скачкообразно меняется и периодически увеличивается, часто выходя за пределы проектных величин, в связи, с чем приходится обрабатывать буровой раствор, для снижения ПФ.

Из-за стабильности структурно-реологических и фильтрационных показателей катионной системы минимизируются химические обработки водными растворами реагентов. При этом, из-за отсутствия наработки объемов раствора происходил рост плотности Катбурр, даже несмотря на эффективное удаление глинистого шлама из состава раствора, что

прослеживается по изменению глинистой (коллоидной) фракции.

Однако, часть карбонатных и ненабухающих глинистых (аргиллиты, алевролиты), и других пород переходят в раствор в виде тонкодисперсного шлама, что и является причиной роста плотности рабочей жидкости. Удаление такого шлама эффективно через песко- и илоотделитель и/или центрифугу. Фактически, в условиях отсутствия наработки объема катионного раствора, предусмотренная система очистки оказалась недостаточно эффективной и не обеспечила своевременное удаление выбуренной породы из рабочей жидкости.

Из таблицы 2 видно, что ухудшение структурно-реологических показателей катионного раствора в процессе бурения набухающих и диспергирующих глин надсолевого интервала не происходит: УВ, ПВ, ДНС и СНС1/10 во всем интервале бурения стабильны. Причем специальных химических обработок катионного раствора в процессе бурения не производилось, за исключением пополнения объема

на углубление скважины. Если рассматривать традиционно используемые буровые растворы, то в процессе бурения они в указанном интервале подвержены к загущению за счет набухания, диспергирования и перехода в раствор глинистого шлама, в связи с чем, приходится периодически их разжижать путем ввода достаточно больших, до 10–15%, объемов водных растворов реагентов. Например, при глубине скважины 2500 м объем рабочей жидкости составляет 430 м³, из них 310 м³ в скважине и 120 м³ на поверхности. Понятно, что каждая операция по ражижению водными растворами реагентов по 40–65 м³ приводит к наработке дополнительных объемов раствора, подлежащих к утилизации. «Скачки» структурно-реологических показателей традиционно используемых растворов значительны, и превосходят проектные значения.

Впервые на Астраханском ГКМ была применена ингибирующая система, стабилизированная катионным полимером, благодаря ингибирующим свойствам Катбурр, удалось пробурить надсолевой интервал глинистых пород неогена, палеогена, юры, мела и триаса без наработки объема раствора (таблица 3).

Бурение под I-ую техническую колонну завершено при глубине 2900 м в связи с вскрытием кровли нижнемеловых отложений на глубине 2858 м. После вскрытия скважиной кровли нижепермских солевых отложений I-ая техническая колонна диаметром 324 мм спущена на глубину 2896 м и зацементирована до устья.

Некоторые химические реагенты оказались не востребованными в процессе бурения под I-ую техническую колонну. Так как функции антибактерицида выполнял

ТАБЛИЦА 3. Сравнительные показатели бурения и состояния стволов скважин №№939 и 707

Показатели	№939	№707
Интервал бурения, м	350-2900	350-3620
Механическая скорость бурения, м/ч	4,01	1,6
Стоимость раствора (без затрат на утилизацию), руб	19 491 900	20 029 221
Объем наработанного раствора, м³	0	2860
Коэффициент кавернозности	1,2	1,57
Номинальный диаметр, мм	393,7	
Средний фактический диаметр, мм	445	490

ТАБЛИЦА 4. Результаты по засолонению и утяжелению буровых растворов для бурения солевых отложений

№	Обработка раствора	Показатели раствора				
		ρ, кг/м³	ПФ, см³	t _к /t ₅₀ *		
				ПВ, мПа•с	ДНС, Па	СНС1/10, дПа
Катбурр (раствор с скв. №939)						
1	Исходный раствор с скв. № 939	1320	2,0	55	15	25/45
2	№1 + 28 % NaCl	1430	1,8	75	16	25/35
3	(№2+насыщ. рассол NaCl с содерж. 0,3% БП и 2% крахмала 1:1) + барит	1950	2,2	114/65	24/19	50/60/60/80
	Термостатирование 105°C 30 часов	1980	2,4	122/58	22,5/17,6	60/90 // 55/75
4	(№2 + насыщ. рассол NaCl с содерж. 0,2 % БП, 1% крахмала и 3 % ЧАС 1:1) + барит	1900	2,2	105/60	21//14,6	35/50 // 25/35
	Термостатирование 105°C 30 часов	1910	2,0	93/62	19//13,6	30/35 // 25/55
Лигносульфатно-полимерный (раствор с скв. №1109)						
5	Исходный раствор с скв. № 1109	1310	5,5	24	16	55/120
6	№5 + 28 % NaCl	1430	>30	загустел (зашкаливает)		
7	(№5 + насыщ. рассол NaCl с содерж. 3%крахмала 1:1) + 1% крахмал + барит	1900	6,5	86//53	25//22	78/175//54/190
	Термостатирование 105°C 30 часов	1920	8,0	64//42	21//18	106/>200//>200

Примечание: * t_к/t₅₀ показатели замеренные при комнатной температуре и 50°C

катионный полимер ЧАС, то необходимость в использовании ремацида отпала. Кроме того, при управлении свойствами и технологическими показателями раствора контроль и регулирование рН среды не производилось, из-за чего отпала необходимость в щелочных реагентах.

Следует также отметить, что часть рабочего раствора в количестве 60 м³ была доставлена для хранения в пос. Аксарайск. Хранение данного раствора в течение 9 месяцев, включая летний период, прошло без каких-либо изменений свойств и показателей катионной системы. Следовательно, катионные буровые растворы не подвержены биодеструкции и являются жидкостями многоразового использования.

Бурение в солевых отложениях (2900–3833 м)

Отложения соленосной формации представлены твердыми, непроницаемыми плотными породами кепрока, кунгурской соленосной толщей, сложенной чистыми солями. Нижняя часть формации представлена солями и сульфатно-терригенными пластами, трещиноватыми, зачастую рапонасыщенными. При

строительстве скважин имеют место рапопроявления с дебитами различной интенсивности и поглощение бурового раствора.

В нижней части кунгурского яруса залегают отложения филипповского горизонта, представленные маломощными слабопроницаемыми пластами известняков, разделенными и перекрытые ангидритами. Отложения сакмарско-артинского возраста представлены толщей аргиллитов с прослоями сильно заглинизированных карбонатных разностей. Глинистые породы в солевых отложениях отличаются неустойчивым поведением. Температура в нижней части солевых отложений достигает 105–110°C.

Как было отмечено, при засолонение анионно-неионных растворов происходит коагуляция и дестабилизация системы. Предложенный катионный раствор Катбурр при переходе от пресной системы в соленую не претерпевает коагуляцию и дестабилизацию: показатель фильтрации и структурно-реологические показатели остаются стабильными и не нуждаются в дообработке (таблица 4). Засолонение традиционного бурового раствора, на примере лигносульфонатно-полимерного с скважина № 1109, происходит

с коагуляционным загущением и дестабилизацией системы. Даже при стабилизации системы (таблица 4, п.7) управлять показателями раствора значительно сложнее: ПФ требует дополнительной обработки, а структурные и тиксотропные свойства необходимо снижать.

В связи с недостатком системы обвязки циркуляционной системы на скв. №939, приготовление соленасыщенного утяжеленного Катбурр производить при циркуляции не представлялось возможным. Поэтому было принято решение засолонять и утяжелять раствор на поверхности, порционно, набирая при перемешивании в гидромешалку, катионный раствор и воду, в соотношении 1:1, для снижения содержания коллоидной фракции. После чего раствор насыщали солью, параллельно совершая ввод химреагентов (ЧАС, крахмал; биоксан). Технологические показатели раствора после засолонения и обработки химреагентами составили: плотность 1310 кг/м³; УВ 25 с; ПФ 1,6 см³; ПВ 13 мПа•с; ДНС 5 Па; СНС 5/10 дПа, рН 6,5. Таким образом, приготовили 380 м³ соленасыщенного неутяжеленного раствора. После засолонения необходимого количества раствора, перешли к порционному утяжелению до плотности 1850 кг/м³.

ТАБЛИЦА 5. Сведения по обработке Катбурр и его показатели в интервале бурения 2900-3833 м

Обработка	интервал, м	ρ , кг/м ³	УВ, с	ПФ, см ³	СНС 1/10, дПа
не обрабатывался	2900-3033	1720	53	1,4	19/24
--/--/--	3033-3137	1710	60	0,5	19/33
--/--/--	3137-3296	1700	57	0,5	24/34
ввод барита	3296	1960	80	0	24/35
не обрабатывался	3296-3412	1950	64	0	24/38
--/--/--	3412-3574	1960	74	0-0,2	24/43
--/--/--	3574-3666	1960	78-83	0,8	38/72
--/--/--	3666-3754	1970	77	0,5	38/67
--/--/--	3754-3780	1900-1960	74	0,5	29/53
--/--/--	3780-3833	1960	71	0,5	34/62

Примечание: содержание катионов Са2+и Mg2+определялось еженедельно и составляло 3-4 г/л и 1,5-2,5 г/л соответственно

После утяжеления объем соленасыщенного катионного бурового раствора составил 500 м³. При этом соленасыщенный утяжеленный катионный буровой раствор имел следующие технологические показатели: плотность 1850 кг/м³; УВ 55 с; ПФ 1,5 см³; ПВ 53 мПа•с; ДНС 14 Па; СНС 16/21 дПа, рН 6,5.

В процессе бурения было выявлено, что солевая агрессия не оказывает отрицательного влияния на показатели Катбурр, что позволило пройти весь интервал, без дополнительных обработок (таблица 5). При этом все показатели раствора были стабильными, а ПФ, например, при углублении в солевых отложениях, вовсе, уменьшился до нулевых значений. Следует отметить, что ПФ Катбурр, замеряемый в условиях имитирующих забойные условия – при температуре 110–115°С и перепаде давления 3,5 МПа – не превышал 6–7 см³.

Во время всего процесса углубления в солевых отложениях структурно-реологические и фильтрационные показатели не претерпели изменений: влияние температуры и солей – хлоридов и сульфатов, на показатели раствора можно признать положительным. В связи с этим вопрос необходимости в дополнительных обработках полностью отпал, что минимизировало расход всех химических реагентов. В среднем расход понизителей фильтрации и разжижителей бурового раствора снизился в пять с лишним раз. Кроме того, выяснилось

не востребованность СМЭГ-5, глинопорошка и триэтанолamina при бурении солевого разреза.

Механическая скорость бурения в солевом разрезе составила 4,51 м/ч при проектном 3,54 м/ч, что на 27% превышает проектную механическую скорость. Коэффициент кавернозности в солевом разрезе свк. №939 составил Кк=1,05, что значительно ниже коэффициентов кавернозности проектного (Кк=1,1) и ранее пробуренных скважин (в среднем Кк=1,15).

Бурение под II-ую техническую колонну завершено при забое 3833 м. На глубину 3826 м спущена II-ая техническая колонна диаметром 244,5 мм и зацементирована до устья.

Промысловые испытания Катбурр на скважине №939 выявили следующее:

- рН среды катионной системы не влияет на технологические показатели и свойства раствора и находится в пределах 6–7. Управление рН среды катионного раствора не производится;
- содержание и увеличение концентрации катионов кальция и магния оказывают улучшающее действие на свойства и технологические показатели катионной системы. Мероприятий по осаждению катионов кальция и магния в катионном растворе не производится;
- в катионных системах с содержанием крахмала, водорастворимых эфиров

целлюлозы и биополимера, процессы биодеструкции не протекают, и отпадает необходимость в применении бактерицида;

- высокие ингибирующие свойства раствора и глиноёмкость. Впервые получен результат – отсутствие наработки раствора в глинистых отложениях;
- малокомпонентность, поскольку полимер ЧАС одновременно является стабилизатором (понижителем ПФ), разжижителем, бактерицидом и ингибитором набухания глин;
- простота в управлении структурно-реологическими и фильтрационными показателями раствора. Небольшие добавки водных растворов катионного полимера ЧАС обеспечивают стабильные технологические показатели раствора в течение длительного времени;
- стабильные структурно-реологические и фильтрационные показатели раствора в течение всего цикла строительства скважины;
- простота перехода на высокоминерализованный раствор: не требуется дополнительных затрат стабилизаторов;
- высокая термостойкость: низкое значение ПФ при воздействии высоких температур и полисолевой агрессии;
- совместимость с цементными растворами.

Из недостатков Катбурр можно выделить высокое значение пластической вязкости.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости расширения внедрения систем катионных растворов в различных сложных геолого-технических условиях. В настоящее время намечается пробурить 6 скважин на Астраханском ГКМ с использованием совершенствованных модификаций Катбурр. По результатам испытаний будет принято решение о выборе оптимального состава Катбурр на котором планируется производить, в дальнейшем, бурение скважин на Астраханском ГКМ. ●

KEY WORDS: *drilling, borehole, drilling mud, process indicators, cationic polymer.*

Метод Магнитной Томографии (МТМ)

Диагностирование и ЭПБ трубопроводов (Ду 100–2500 мм), не подлежащих внутритрубному инспектированию:

Дистанционно – под землей

и под водой!

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

БУРЕНИЕ СКВАЖИН – ЭТО СЛОЖНЫЙ И ДОРОГОСТОЯЩИЙ ПРОЦЕСС. ПО НЕКОТОРЫМ ДАННЫМ [1] ЗАТРАТЫ НА БУРЕНИЕ СТАНДАРТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ НА НЕФТЬ СОСТАВЛЯЮТ ОКОЛО 1–1,5 МЛН. ДОЛЛ. СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СЛОЖНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (ГС) МОЖЕТ ДОСТИГАТЬ 4–5 МЛН. ДОЛЛ. С УЧЕТОМ ВЫСОКОЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) ИЗ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ ЯВЛЯЕТСЯ ГЛАВНОЙ ЗАДАЧЕЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ (ТЭК)

DRILLING OF WELLS IS A COMPLICATED AND EXPENSIVE PROCESS. ACCORDING TO SOME REPORTS [1], THE COST OF STANDARD DRILLING OF PRODUCTION WELL FOR OIL IS ABOUT 1–1.5 MILLION. DOLLARS, THE COST OF BUILDING THE COMPLEX HORIZONTAL WELLS (HS) CAN REACH 4-5 MILLION. DOLLARS. GIVEN THE HIGH COST OF CONSTRUCTION OF WELLS INCREASING OIL RECOVERY FACTOR OF OIL RESERVOIRS IS THE MAIN TASK OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF RUSSIA (FEC)

Ключевые слова: бурение скважин, интенсификация притока, продуктивность скважин, силы Ван-дер-ваальса, диполь, электрическое поле.

Шмелев Валерий Александрович, старший научный сотрудник, канд. техн. наук, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Сердобинцев Юрий Павлович, Зав. кафедрой Автоматизации производственных процессов ВолГТУ, докт. техн. наук, профессор, ФГБОУ ВПО «Волгоградский государственный технический университет»

Антошкин Павел Николаевич, инженер, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Сухарьков Алексей Игоревич, Инженер, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Согласно источникам [2] около 60% нефти на действующих месторождениях остаются в недрах, широкое применение новых методов нефтеотдачи позволили бы нарастить извлекаемые запасы нефти в стране на 30–50%. В настоящее время российские компании извлекают лишь 35–37% разведанных запасов, остальные безвозвратно теряются. В мире показатель извлечения составляет 50% и выше.

Успешно пробуренная разветвленно-горизонтальная скважина (РГС) имеет повышенную поверхность вскрытия пласта, что соответственно снижает фильтрационное сопротивление в призабойных зонах, за счет чего увеличивается продуктивность и приток нефти из пласта.

К преимуществам горизонтальных технологий также следует

отнести вовлечение в разработку труднодоступных запасов, разработку залежей высоковязкой нефти, тонких нефтяных пластов, рис. 1.

Обобщение опыта горизонтальных технологий показывает, что около 35% пробуренных в мире горизонтальных скважин оказались нерентабельными.

В качестве показателя эффективности ГС применяют коэффициент увеличения продуктивности (КУП), представляющий собой отношение продуктивности ГС к продуктивности вертикальных скважин (ВС) [3].

В России в качестве показателя эффективности применения ГС используется показатель, характеризующий относительный темп роста дебита нефти ГС к дебиту ВС к соответствующему нарастанию капитальных вложений.

$$Z = \frac{Q_H}{K}, \quad (1)$$

где: Q_H = $\frac{Q_{гориз.}}{Q_{верт}}$ – относительный

дебит скважины;

$Q_{гориз.}$ – дебит горизонтальной скважины;

$Q_{верт.}$ – дебит вертикальной скважины.

$K = \frac{K_{горизонт.}}{K_{верт.}}$ – относительные

капитальные затраты в строительство скважины.

Капитальные затраты в строительство горизонтальной скважины будут эффективны если $Z > 1$, т.е. горизонтальная скважина дает больший дебит, чем вертикальная. В противном случае, если $Z < 1$, то капитальные вложения будут не эффективны и нет необходимости бурить горизонтальную скважину [4].

Анализ, проведенный компанией Shell по 1500 горизонтальных скважин показал, что только 50% из них оказались эффективными, со значением КУП более единицы. Экономически неэффективными, с показателем КУП менее единицы являются ГС, проведенные в высокопроницаемых пластах с большой эффективной толщиной, в тонких слабопроницаемых пластах, в трещиноватых пластах и пластах сильно анизотропных по проницаемости. В результате потенциальные возможности ГС не достигаются.

С целью уменьшения капитальных затрат и соответственно повышения эффективности ГС, проектами на бурение предусматривается сокращение сроков строительства и проходки за счет:

- оптимизации профилей скважин и технологии бурения (выбор наиболее подходящих комбинаций работы забойных двигателей и породоразрушающего инструмента, использование единого шаблона долотной и растворной программы);
- учет рисков при бурении и соответственно сокращение времени ликвидации осложнений;
- применение многоствольных скважин при большой глубине залегания пластов, при разработке высоковязких нефтей и низкопроницаемых коллекторов.

В отношении дебита (прогноза продуктивности применения ГС) существует большое количество методик и расчетных схем [5, 6, 7].

Дебит вертикальной скважины для псевдоустановившегося режима и дебит горизонтальной скважины определяются соответственно по формулам «Дюпюи» и «Джоши» (формулы приведены в общедоступной научной литературе).

Исходя из анализа данных зависимостей, основные параметры, которые оказывают прямое влияние на дебит скважины: нефтенасыщенная толщина пласта h , его проницаемость k , создаваемая депрессия ($P_{пл.} - P_{заб.}$) и радиус контура дренирования r . Чем больше значения данных параметров, тем больше дебит. В то же время, накопленный промысловый опыт свидетельствует о более низкой, по сравнению с расчетной, эффективности применения горизонтальных скважин, определенной по аналитическим зависимостям.

Данные телеметрии в неоднородном пласте показывают, что вдоль ствола ГС формируется неравномерный приток флюида с чередованием зон высокой и низкой приточности. Нередки случаи, когда большая часть горизонтального ствола вообще не работает, жидкость в скважину поступает лишь через проницаемые участки пласта [8].

В результате высокая неоднородность пластов, как по толщине, так и по площади не позволяет спрогнозировать их параметры с приемлемой точностью. Учитывая, что дебит скважины прямо пропорционален проницаемости пласта, оценка дебита при расчете на ту или другую проницаемость при прочих равных условиях будет сильно отличаться. (ГС вскрывают геологические неоднородности

разного масштабного уровня – от отдельных неоднородных включений до неоднородности, связанной с геологическим строением залежи). Таким образом, для получения эффекта от ГС необходимо знание геологического строения месторождения, свойств коллекторов, физико-химических свойств нефти и др.

Исходя из опыта изучения проблемы для вертикальных скважин, можно утверждать, что одной из основных причин снижения фактической продуктивности ГС по сравнению с их потенциальными возможностями является состояние нефтегазового пласта в околоскважинных зонах, т.е. зона притока пластового флюида к скважине.

Чтобы оценить промышленные запасы нефти и газа в пласте и наметить мероприятия по наиболее полному и эффективному извлечению из недр необходимо выявить физические явления, происходящие в недрах.

В пластовых условиях жидкость и газ, насыщающие поровое пространство коллекторов находятся под пластовым давлением. Для притока продукции из пласта в скважину необходимо, чтобы забойное давление было меньше пластового.

$$P_{заб.} < P_{пласт.} \quad (2)$$

Вследствие пониженного давления, забой скважины является местом, куда стремится нефть, заполняя освобожденные поры пласта.

Процесс физической миграции нефти в земных недрах подчиняется законам диффузии, когда перенос вещества происходит из области с высокой концентрацией в область с низкой вдоль вектора концентрации. Малые размеры поровых каналов, их неправильная форма, большая поверхность шероховатых стенок создают сопротивления движению жидкости и газа, рис. 2.

РИС. 1. Процесс формирования горизонтального ствола скважины

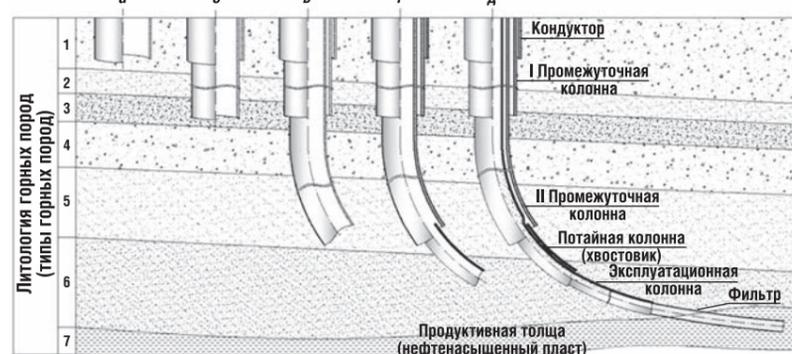
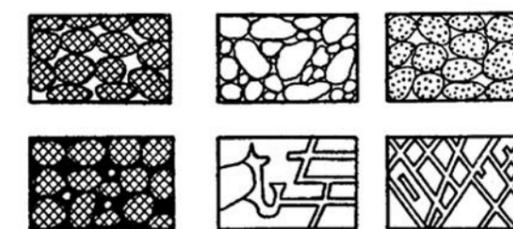


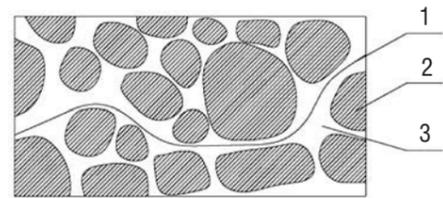
РИС. 2. Поровое пространство осадочных горных пород



а) и в) – отсортированная порода; б) – фактический образец горной породы; г) – порода с отложениями минерального вещества между зернами; д) – пористая порода после растворения; е) – трещиноватая порода-коллектор

УДК 622.24

РИС. 3. Движение частицы флюида через поровую среду



1 – траектория движения частицы; 2 – песчаное зерно; 3 – поровое пространство

При этом движение жидкости представляет собой обтекание бесчисленного множества сложных поверхностей, рис. 3.

Если текущая жидкость соприкасается с неподвижной поверхностью, то слои такой жидкости перемещаются с различной скоростью, что объясняется свойством жидкости оказывать сопротивление перемещению одной ее части относительно другой. Внутреннее трение (вязкость) обусловлена в первую очередь межмолекулярным взаимодействием, ограничивающим подвижность молекул, поэтому для описания физической природы взаимодействия нефти в породе необходимо учитывать слабые межмолекулярные взаимодействия.

Одним из таких взаимодействий являются **Ван-дер-ваальсовы силы** – силы межмолекулярного взаимодействия между частицей и молекулой, и между двумя частицами [9], которые содержат в себе силы ориентационного, индукционного и дисперсного взаимодействия молекул.

$$W = W_{orient} + W_{ind} + W_{disp} \quad (3)$$

Во всех трех составляющих этих сил лежит взаимодействие диполей,

РИС. 5. Физическая картина поровой среды в низкопроницаемых коллекторах

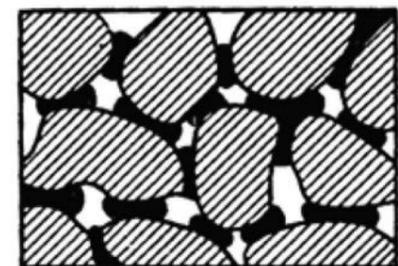
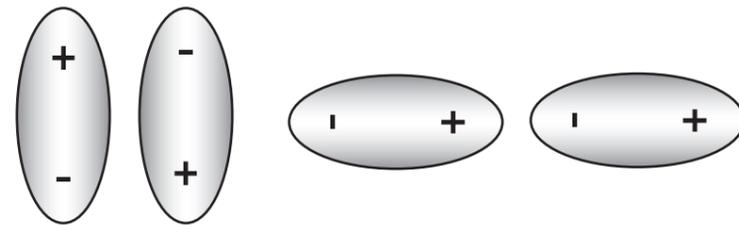


РИС. 4. Ориентационное межмолекулярное взаимодействие диполей



основу которых составляют кулоновские силы взаимодействия между электронами и ядрами одной молекулы и ядрами и электронами другой. На определенном расстоянии между молекулами силы притяжения и отталкивания уравновешивают друг друга, и образуется устойчивая система, при этом диполи ориентируются друг к другу противоположно заряженными концами, рис. 4.

Рассматривая природу этих сил можно предположить, что в процессе движения молекул нефти в пористой среде, на участках свободной поверхности диполи (молекулы) располагаются в одном направлении вдоль общей оси, а на участках в пределах контакта частиц грунта дипольные моменты ориентированы хаотически. В местах контакта частиц наблюдается увеличение концентрации полярных молекул, образуются устойчивые полимолекулярные слои, обладающие высокой механической прочностью, размер слоев может достигать десятки микрометров и зависит от химических свойств нефти и свойств горной породы.

Подвижность молекул в этих местах уменьшается, что

оказывает дополнительное сопротивление движению нефти в горной породе, и как следствие снижение скорости, рис. 5.

Если диполь поместить в однородное электрическое поле, то поле стремится ориентировать диполь в направлении линий напряженности. При изменении направления поля положение диполя также изменится. Если диполь помещен в переменное электрическое поле, то там он будет совершать колебательное движение относительно некоторого положения равновесия.

Величина равнодействующей силы, стремящейся ориентировать диполь параллельно линиям поля (вдоль силовой линии поля) зависит от градиента напряженности:

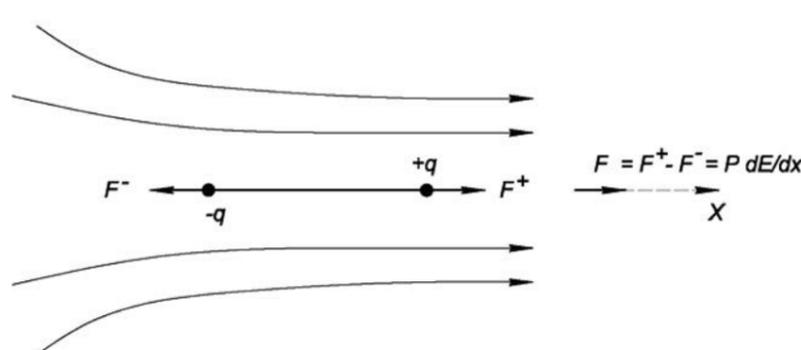
$$F = P \frac{dE}{dx} \quad (4)$$

где $P = q \cdot l$ – электрический момент диполя, равный произведению положительного заряда q на плечо l ;

E – напряженность электрического поля;

x – направление силовых линий поля.

РИС. 6. Диполь в неоднородном электрическом поле



Таким образом, воздействие переменного электрического поля на молекулы нефти при их движении в горной породе меняет ориентационное взаимодействие между диполями, появляется преимущественная ориентационная составляющая вдоль силовых линий поля, рис. 6.

На участках контакта частиц грунта под воздействием переменного электрического поля разрушается устойчивое образование полимолекулярных слоев нефти, и как следствие наблюдается увеличение подвижности молекул, увеличение эффективного сечения поровых каналов и проницаемости породы, что содействует интенсификации притока нефти в скважину.

Выводы:

Описание физической картины движения нефти в осадочных горных породах с позиции межмолекулярных взаимодействий позволяет установить причины ограничения подвижности молекул в поровых

каналах горной породы, и как следствие снижение фактической продуктивности скважин по сравнению с расчетной.

Принимая во внимание высокую стоимость бурения (строительства) горизонтальных скважин интенсификация притока и повышение КИН является условием эффективности использования ГС. Предложенный метод воздействия электромагнитным полем на эффективное сечение поровых каналов позволяет увеличить проницаемость горной породы, что пропорционально увеличивает приток пластового флюида к скважине. ●

Литература

1. Калинин В. Раствор инноваций / В. Калинин // Сибирская нефть. – 2013. – февр. – № 98. – Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/arkhive/2013-february/1104085/>.
2. Старинская Г. Минэнерго рассчитывает на новые технологии в добыче сырья / Г. Старинская // Ежедневная деловая газета «РБК». – 2012. – 20 авг. – Режим доступа: <http://rbcdaily.ru/industry/562949984549759>.

3. Галимуллин И. Эффективность бурения горизонтальных скважин и промысловый опыт их исследования / И. Галимуллин // Нефтяник Татарстана. – 2004. – № 1. – С. 2.
4. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин / Т.Г. Бердин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 199 с.
5. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 2004. – 640 с.
6. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with stant and horizontal well / S.D. Joshi // Journal of Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 40. – P. 729–739.
7. Joshi S.D. Horizontal Well Technology / S.D. Joshi. – Oklahoma: PennWell Books, 1991. – 552 p.
8. Гайдук Л.А. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Гайдук Леонид Андреевич. – М., 2010. – 173 с.
9. Бараш Ю.С. Силы Ван-Дер-Ваальса / Ю.С. Бараш. – М.: Наука, 1988. – 344 с.
10. Сердобинцев Ю.П. Триботехническое моделирование и исследование модифицированных пар трения технологического оборудования: монография / Ю.П. Сердобинцев, А.А. Подципков. – Волгоград: ВолгГТУ, 2002. – 180 с.

KEY WORDS: well drilling, stimulation of oil flow, well productivity, van der Waals force, dipole, electric field.

KGTC Center will help you interact more effectively with foreign partners, localize the operations of your office or manufacturing department in Russia, provide the company with the latest marketing materials to attract clients, sales and trade fairs, establish public relations, develop business processes and transform them into a genuine management tool, as well as organize a decent candidate pool.

The KGTC Company has been operating in the market since 2005, has a positive reputation, a qualified staff and operational processes that conform to ISO9001 and EN15038 standards.

We are prepared to share the best of what we know and what we are good at.

KGTC, CJSC
7 Zemlyanoy Val St., suite 5, Moscow

Phone: +7 (495) 98-456-00
Email: mail@kgtc.ru
Website: www.kgtc.ru



Центр KGTC поможет Вам эффективно взаимодействовать с иностранными партнерами, локализовать работу вашего офиса или производства на территории России, обеспечить компанию современными маркетинговыми материалами для привлечения клиентов, продаж и выставок, наладить связи с общественностью, выстроить бизнес-процессы и сделать их реальным инструментом управления, а также сформировать достойный кадровый резерв.

Компания KGTC работает на рынке с 2005 года, имеет положительную репутацию, компетентный персонал и работающие процессы, соответствует международным стандартам качества ISO9001 и EN15038.

Поделитесь лучшим из того, что мы умеем и знаем.

ЗАО «КейДжиТиСи»
г. Москва, ул. Земляной вал, д. 7, пом.5

Тел.: +7 (495) 98-456-00
E-mail: mail@kgtc.ru
web: www.kgtc.ru

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ПРОФИЛЕЙ

горизонтальных скважин большой протяженности при малых глубинах залегания продуктивных пластов

РАБОТА СОДЕРЖИТ АНАЛИЗ ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ И МОДЕЛЕЙ, НЕОБХОДИМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И УПРАВЛЕНИИ БУРЕНИЕМ СКВАЖИН. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ВЫДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА КЛОТОИДЫ, ОПРЕДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ КОМБИНАЦИИ ПРОФИЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЛОТОИДЫ КАК ПЕРЕХОДНОЙ КРИВОЙ НА КРИВОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКАХ ПРОЕКТИРУЕМОГО ПРОФИЛЯ С БОЛЬШИМИ ОТХОДАМИ ОТ ВЕРТИКАЛИ И МАЛОЙ ГЛУБИНОЙ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА. ПРОВЕДЕНО СРАВНЕНИЕ ТРАДИЦИОННОГО ПРОФИЛЯ С ПРОФИЛЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЛОТОИДЫ, ПРЕДЛОЖЕНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПРОФИЛЬ С БИКЛОТОИДОЙ, КАК ЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН С БОЛЬШИМИ ИНТЕНСИВНОСТЯМИ НАБОРА КРИВИЗНЫ И ЗЕНИТНЫМИ УГЛАМИ

THE PAPER PROVIDES AN ANALYSIS OF FUNDAMENTALLY NEW MATHEMATICAL APPROACHES AND MODES FOR WELL DESIGN AND DRILLING MANAGEMENT. THE ANALYSIS ALLOWS TO DETERMINE THE MAIN PROPERTIES OF THE EULER SPIRAL, PROFILE COMBINATIONS BASED ON THE EULER SPIRAL AS A TRANSITION CURVE FOR CURVED SECTIONS OF A PROPOSED EXTENDED REACH HOLE AND SHALLOW PAY ZONE. THE AUTHORS HAVE COMPLETED THE INITIAL PHASE OF WORK INCLUDING THE COMPARISON BETWEEN A CONVENTIONAL PROFILE AND A PROFILE CALCULATED ON THE BASIS OF THE EULER SPIRAL. THE PROPOSED MODEL INCLUDES THE USE OF A PROFILE WITH BI-CLOTHOID AS AN EFFECTIVE SOLUTION FOR WELLS WITH HIGH DOGLEG SEVERITY AND ZENITH ANGLES

Ключевые слова: скважина с большим отходом от вертикали, энергосберегающий профиль, клотоида, биклотоида, малые глубины залегания продуктивных пластов, строительство скважин.

Оганов Александр Сергеевич, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Цукренко Максим Сергеевич, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Райхерт Роман Сергеевич, аспирант кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Максимов Антон Олегович, инженер по телеметрическому сопровождению скважин, «Halliburton International Inc.»

Разработке оптимальных профилей для строительства наклонных и горизонтальных скважин посвящено большое количество исследований, однако, проблеме проектирования профилей для условий малой глубины залегания продуктивных пластов (1100–1400 м) со сверхбольшими отходами стволов от вертикали (более 7000 м) не уделено должного внимания. Поэтому, в связи с возросшим интересом по освоению арктических месторождений нефти и газа с берега или с морских стационарных платформ горизонтальными и многозабойными скважинами, решение задачи достижения проектных отклонений становится весьма актуальной.

Данная работа содержит анализ принципиально новых математических подходов и моделей, необходимых для проектирования и управления бурением скважин. Созданная, на основе известной теории, математическая модель позволяет, используя в качестве входных параметров экспериментальные (промысловые) данные геометрического характера (набор углов и измеренные глубины), получать на выходе рекомендации по проектируемому и перепроектируемому профилю скважины.

Как известно, в местах соединения прямолинейного участка профиля с криволинейным обнаруживается разрыв по кривизне. В этих точках уравнение изгиба теряет смысл. Возникает естественная необходимость соединения участков с различными значениями кривизны специальными «переходными» кривыми, на

УДК 622.24

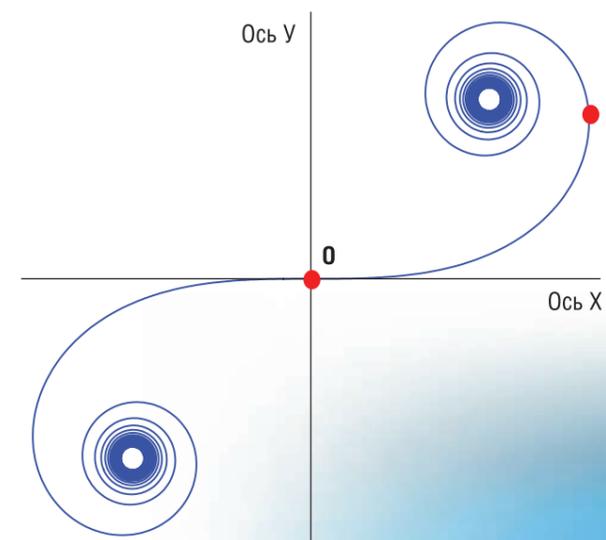
которых кривизна – переменная величина, непрерывно изменяющаяся от одной границы скачка до другой. Переходные кривые при этом будут отличаться линейным изменением кривизны в зависимости от измеренной глубины, а общая непрерывность кривизны позволит проектировать профили наклонных и горизонтальных скважин и боковых стволов в соответствии с естественным поведением бурильной или обсадной колонны в наклонной скважине.

Математическая модель позволяет решить такие задачи, как получение ствола непрерывной формы и обеспечение попадания в круг допуска для наклонных и горизонтальных скважин, снижение поперечных усилий на стенки скважины, уменьшение износа бурильной колонны и замковых соединений, исключение самопроизвольных искривлений ствола скважины и, как следствие, снижение риска возникновения осложнений в процессе бурения.

Методика расчета профиля с использованием переходной кривой

Альтернативой традиционному профилю для разработки месторождения при малых глубинах залегания продуктивных пластов может являться профиль с использованием клотоиды на участке набора зенитного угла – участки BC и DE.

РИС. 1. Общий вид клотоиды

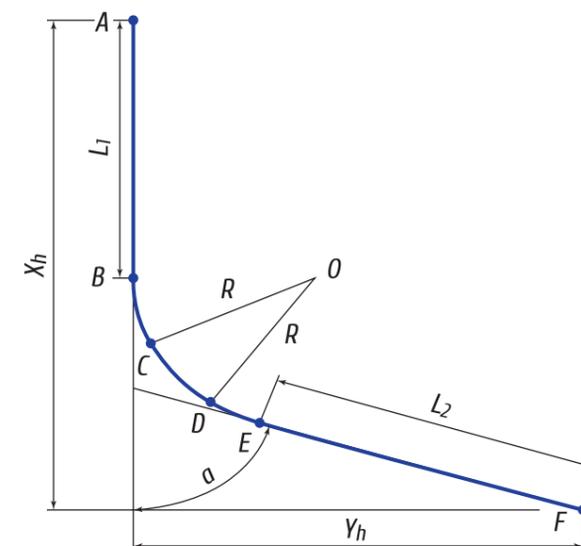


Клотоида – кривая (бесконечная спираль, сворачивающаяся к предельной точке), заданная параметрическими уравнениями (рис. 1):

$$x(s) = \int_0^s \cos \frac{\pi t^2}{2} dt, \quad y(s) = \int_0^s \sin \frac{\pi t^2}{2} dt \quad (1)$$

Для проектирования профиля скважины используется участок клотоиды OP, где точка P – некоторая точка клотоиды, расположенная до ближайшей точки, в которой касательная, проведенная к клотоиде, перпендикулярна оси X.

РИС. 2. Профиль наклонно-направленной скважины с использованием биклотоиды



Рассматривается нестандартная клотоида, то есть уравнения, аналогичные уравнениям (1) с некоторым дополнительным параметром C:

$$x(s) = \int_0^s \cos \frac{t^2}{2c^2} dt, \quad y(s) = \int_0^s \sin \frac{t^2}{2c^2} dt \quad (2)$$

В зависимости от параметра C можно получить семейство клотоидных кривых.

Кривизна и длина дуги клотоиды, заданной уравнениями (2), вычисляются по формуле:

$$K(s) = \frac{s}{c^2}, \quad (3)$$

В результате получим аналитические выражения координат (глубины по вертикали $x(s)$ и $y(s)$) и кривизны профиля в зависимости от измеренной глубины s . При построении профиля обязательным условием является сохранение непрерывности и гладкости профиля.

Для рассмотрения предлагается профиль (рис. 2), состоящий из 5 участков:

- Участок АВ – вертикальный прямолинейный участок;
- Участок ВС – первая ветвь биклотоиды для набора зенитного угла;
- Участок CD – дуга окружности для набора зенитного угла;
- Участок DE – вторая ветвь биклотоиды для набора зенитного угла;
- Участок EF – наклонно-направленный участок;

Для изучения свойств профиля с использованием клотоиды предлагается следующая математическая модель.

В качестве исходных данных для расчета принимаем:

α – зенитный угол ствола скважины;

A, B – параметры биклотоиды;

R – радиус кривизны;

X_F – проектная глубина скважины;

L_1 – длина вертикального участка.

Входные параметры профиля должны удовлетворять условию:

$$B = \sqrt{\alpha * 2 * R^2 - A^2}$$

$$\alpha - (A^2 + B^2)/(2 * R^2) \geq 0$$

Если неравенство принимает значение = 0, то дуга окружности стягивается в точку.

Длина дуги окружности CD:

$$R * \alpha - (A^2 + B^2)/(2 * R)$$

Координаты точки E (конечная точка первой биклотоиды):

$$X_E = \int_0^{\frac{A^2}{R}} \cos\left[\frac{t^2}{2 * A^2}\right] dt + \cos[\alpha] * \int_0^{\frac{B^2}{R}} \cos\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt + \sin[\alpha] * \int_0^{\frac{B^2}{R}} \sin\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt - R * \sin\left[\frac{A^2}{2 * R^2}\right] + R * \sin\left[\alpha - \frac{B^2}{2 * R^2}\right]$$

$$Y_E = \int_0^{\frac{A^2}{R}} \sin\left[\frac{t^2}{2 * A^2}\right] dt + \sin[\alpha] * \int_0^{\frac{B^2}{R}} \cos\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt - \cos[\alpha] * \int_0^{\frac{B^2}{R}} \sin\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt + R * \cos\left[\frac{A^2}{2 * R^2}\right] - R * \cos\left[\alpha - \frac{B^2}{2 * R^2}\right]$$

Отход от вертикали:

$$Y_F = -(L_1 + X_E - X_F - \cot[\alpha] Y_E) \tan[\alpha]$$

Длина прямолинейного участка EF:

$$L_2 = \frac{Y_F - Y_E}{\sin[\alpha]}$$

Длины участков профиля:

$$\lambda_{ab} = L_1 (*\text{участокAB}^*)$$

$$\lambda_{ac} = L_1 + \frac{A^2}{R} (*\text{участокBC}^*)$$

$$\lambda_{ad} = L_1 + R * \alpha + \frac{A^2 - B^2}{2 * R} (*\text{участокCD}^*)$$

$$\lambda_{ae} = L_1 + R * \alpha + \frac{A^2 + B^2}{2 * R} (*\text{участокDE}^*)$$

$$\lambda_{af} = L_1 + L_2 + R * \alpha + \frac{A^2 + B^2}{2 * R} (*\text{участокEF}^*)$$

$$p = \frac{3 * \pi * R}{2} + \frac{A^2}{2 * R} // N (*\text{параметр участкаCD}^*)$$

Расчет вертикального участка АВ:

$$x[s_-] = s,$$

$$y[s_-] = 0,$$

где $s \in [0, \lambda_{ab}]$

Расчет первой ветви биклотоиды на участке набора зенитного угла – участок BC:

$$x[s_-] = L_1 + \int_0^{s-\lambda_{ab}} \cos\left[\frac{t^2}{2 * A^2}\right] dt,$$

$$y[s_-] = \int_0^{s-\lambda_{ab}} \sin\left[\frac{t^2}{2 * A^2}\right] dt,$$

где $s \in [\lambda_{ab}, \lambda_{ac}]$

Длина клотоиды BC:

$$\lambda_{bc} = \frac{A^2}{R};$$

Проекция клотоиды на координатные оси:

$$x_{bc} = \int_0^{\frac{A^2}{R}} \cos\left[\frac{t^2}{2 * A^2}\right] dt;$$

$$y_{bc} = \int_0^{\frac{A^2}{R}} \sin\left[\frac{t^2}{2 * A^2}\right] dt;$$

Расчет параметров дуги окружности на участке набора зенитного угла – участок CD:

$$C_x = \int_0^{\frac{A^2}{R}} \cos\left[\frac{t^2}{2 * A^2}\right] dt - R * \sin\left[\frac{A^2}{2 * R^2}\right],$$

$$C_y = \int_0^{\frac{A^2}{R}} \sin\left[\frac{t^2}{2 * A^2}\right] dt + R * \cos\left[\frac{A^2}{2 * R^2}\right],$$

$$x[s_-] = L_1 + C_x + R * \cos\left[\frac{s - \lambda_{ac} + p}{R}\right],$$

$$y[s_-] = C_y + R * \sin\left[\frac{s - \lambda_{ac} + p}{R}\right],$$

где $s \in [\lambda_{ac}, \lambda_{ad}]$

Расчет второй ветви биклотоиды на участке набора зенитного угла – участок DE:

$$x[s_-] = L_1 + X_E - \cos[\alpha] * \int_0^{\lambda_{ae}-s} \cos\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt - \sin[\alpha] * \int_0^{\lambda_{ae}-s} \sin\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt,$$

$$y[s_-] = Y_E - \sin[\alpha] * \int_0^{\lambda_{ae}-s} \cos\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt + \cos[\alpha] * \int_0^{\lambda_{ae}-s} \sin\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt,$$

$$x[s_-] = L_1 + X_E - \cos[\alpha] * \int_0^{\lambda_{ae}-s} \cos\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt - \sin[\alpha] * \int_0^{\lambda_{ae}-s} \sin\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt,$$

где $s \in [\lambda_{ad}, \lambda_{ae}]$

Длина второй клотоиды DE:

$$\lambda_{de} = \frac{B^2}{R};$$

Проекция второй клотоиды DE на координатные оси:

$$x_{de} = \cos[\alpha] * \int_0^{\frac{B^2}{R}} \cos\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt + \sin[\alpha] * \int_0^{\frac{B^2}{R}} \sin\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt;$$

$$y_{de} = \sin[\alpha] * \int_0^{\frac{B^2}{R}} \cos\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt - \cos[\alpha] * \int_0^{\frac{B^2}{R}} \sin\left[\frac{t^2}{2 * B^2}\right] dt;$$

Расчет параметров тангенциального участка – участок EF:

$$x[s_-] = L_1 + X_E + (s - \lambda_{ae}) * \cos[\alpha],$$

$$y[s_-] = Y_E + (s - \lambda_{ae}) * \sin[\alpha],$$

где $s \in [\lambda_{ae}, \lambda_{af}]$

Длина тангенциального участка EF:

$$x_{ef} = \lambda_{ef} * \cos[\alpha];$$

$$y_{ef} = \lambda_{ef} * \sin[\alpha];$$

Кривизна профиля:

$$K1[s_-; 0 \leq s \leq \lambda_{ab}] = 0 (*\text{участокAB}^*)$$

$$K1[s_-; \lambda_{ab} < s \leq \lambda_{ac}] = \frac{s - \lambda_{ab}}{A^2} (*\text{участокBC}^*)$$

$$K1[s_-; \lambda_{ac} < s \leq \lambda_{ad}] = 1/R (*\text{участокCD}^*)$$

$$K1[s_-; \lambda_{ad} < s \leq \lambda_{ae}] = \frac{\lambda_{ae} - s}{B^2} (*\text{участокDE}^*)$$

$$K1[s_-; \lambda_{ae} < s \leq \lambda_{af}] = 0 (*\text{участокEF}^*)$$

Расчет радиуса набора кривизны первой ветви BC биклотоиды:

$$R_{bc}[s_-] = \frac{A^2}{s - \lambda_{ab}},$$

где $s \in [\lambda_{ab}, \lambda_{ac}]$.

Интенсивность искривления профиля на участке BC:

$$i_{bc}[s_-] = \frac{573}{R_{bc}[s]},$$

где $s \in [\lambda_{ab}, \lambda_{ac}]$.

Расчет радиуса набора кривизны первой ветви DE биклотоиды:

$$R_{de}[s_-] = \frac{B^2}{\lambda_{ae} - s},$$

где $s \in [\lambda_{ad}, \lambda_{ae}]$.

Интенсивность искривления профиля на участке DE:

$$i_{de}[s_-] = \frac{573}{R_{de}[s]},$$

где $s \in [\lambda_{ad}, \lambda_{ae}]$.

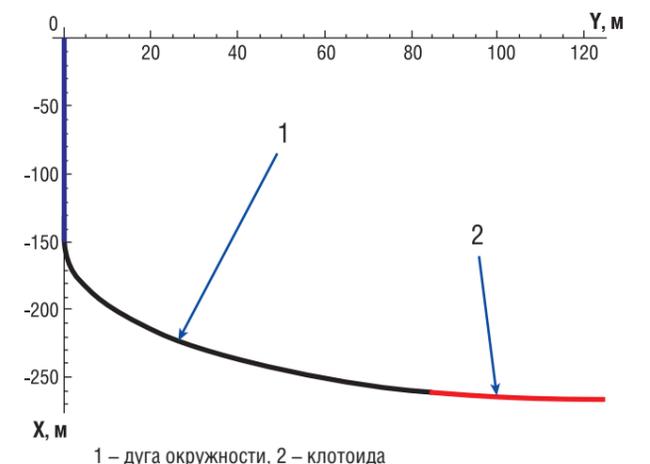
Для расчета профиля наклонно-направленной скважины с использованием клотоиды по приведенной методике производились расчеты в среде математического моделирования Wolfram Mathematica.

Виды профиля скважины с использованием переходных кривых

На основании представленного расчета профиля скважины с использованием переходных кривых имеется возможность варьирования видом профиля. Рассмотрим возможные варианты участка набора зенитного угла профиля наклонно-направленной скважины:

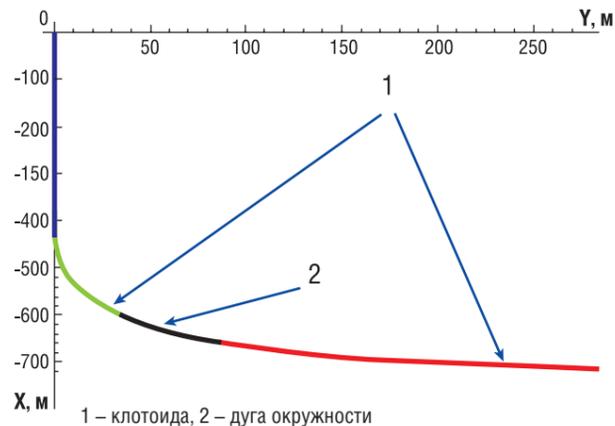
- Профиль наклонно-направленной скважин с применением дуги окружности и одной ветви биклотоиды (рис. 3). Для данного профиля одна из ветвей биклотоиды (первая или вторая) стягивается в точку.

РИС. 3. Комбинированный профиль «дуга + ветвь биклотоиды»



1 – дуга окружности, 2 – клотоида

РИС. 4. Комбинированный профиль «дуга окружности + биклотоида»



– Профиль с использованием биклотоиды и дуги окружности (рис. 4).

– Профиль с использованием биклотоиды (рис. 5). Для данного типа профиля дуга окружности стягивается в точку, как показано в расчете выше.

– Профиль с использованием биклотоиды подразделяется на 2 разновидности:

- Профиль с симметричной биклотоидой – ветви биклотоиды равны по всем параметрам;
- Профиль с несимметричной биклотоидой – ветви биклотоиды не равны. Преимуществом является возможность варьирования параметрами профиля в процессе проводки скважины в зависимости от геологических условий.

Расчет параметров профиля

Одной из особенностей профиля с использованием клотоиды является плавное изменение кривизны профиля. Степень искривления кривой

РИС. 6. Графики изменения кривизны профиля

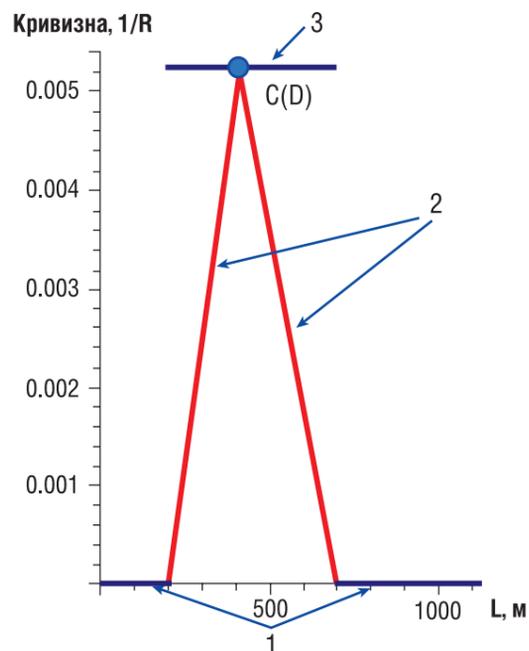
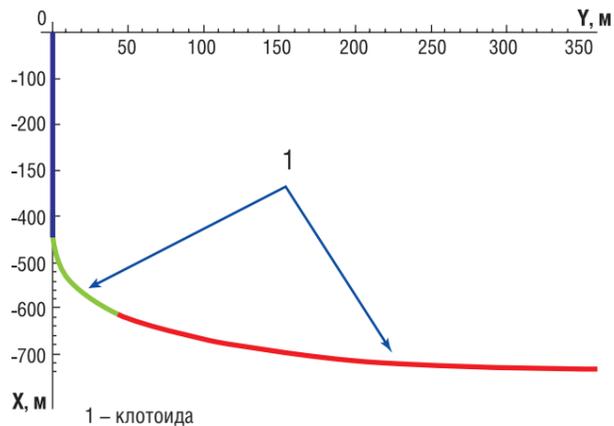


РИС. 5. Профиль с использованием биклотоиды



характеризуется не углом поворота касательной – $\varphi(s)$, а его производной $d\varphi/ds = k$, эта величина называется кривизной. Уравнение изгиба колонны можно записать в виде:

$$EJk = M,$$

где EJ – жёсткость колонны, M – изгибающий момент, k – кривизна кривой.

Кривизна профиля первой клотоиды BC определяется как:

$$\frac{s - \lambda ab}{A^2}$$

Кривизна дуги окружности CD:

$$1/R$$

Кривизна профиля второй клотоиды DE:

$$\frac{\lambda ae - s}{B^2}$$

Для сравнения типов профилей рассчитаем значения изгибающих моментов на участке набора зенитного угла.

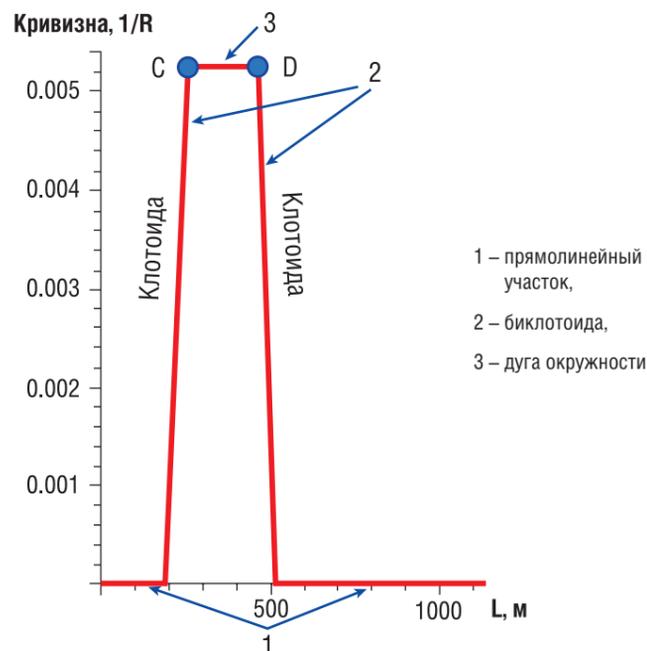
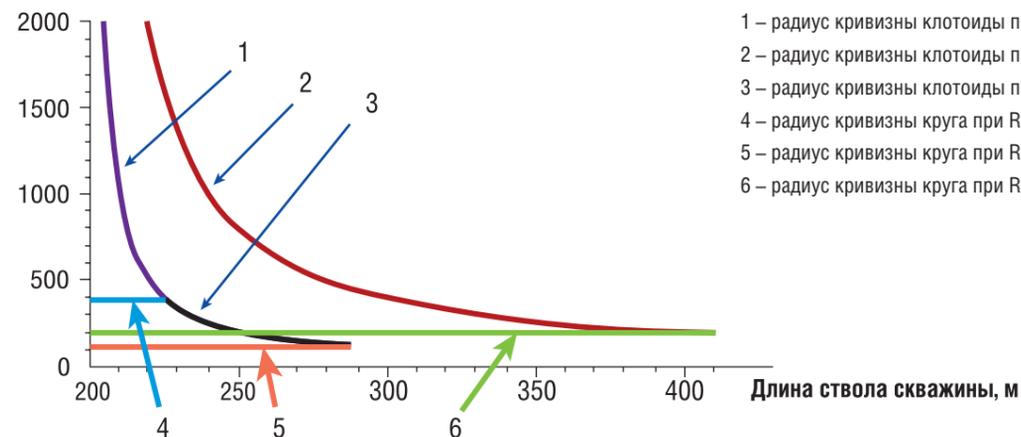


РИС. 7. График изменения радиуса кривизны клотоиды и дуги окружности

Радиус кривизны, м



- 1 – радиус кривизны клотоиды при R = 382,2 м
- 2 – радиус кривизны клотоиды при R = 114,6 м
- 3 – радиус кривизны клотоиды при R = 191,4 м
- 4 – радиус кривизны круга при R = 382,2 м
- 5 – радиус кривизны круга при R = 114,6 м
- 6 – радиус кривизны круга при R = 191,4 м

Расчёт изгибающего момента для первой ветви биклотоиды:

$$M_1[s_-] = EJ * \left(\frac{s - \lambda ab}{A^2} \right),$$

где $s \in [\lambda ab, \lambda ac]$, EJ – жесткость материала колонны бурильных труб.

Расчёт изгибающего момента для круга:

$$M_{ok1}[s_-] = EJ * \left(\frac{1}{R} \right)$$

где $s \in [\lambda ab, \lambda ae]$.

Расчёт изгибающего момента для второй ветви биклотоиды:

$$M_2[s_-] = EJ * \left(\frac{\lambda ae - s}{B^2} \right),$$

где $s \in [\lambda ad, \lambda ae]$.

На представленном графике кривизна биклотоиды непрерывно и плавно изменяется по всей длине участка набора зенитного угла, следовательно, условие гладкости профиля соблюдается. Максимальное значение кривизны профиля достигается в точке, для которой радиус кривизны клотоиды принимает минимальное значение. Вид пика кривизны клотоиды зависит от значения параметров клотоид A и B. Для случая симметричной биклотоиды (параметры A и B), как показано на рис. 6, кривизна профиля плавно увеличивается, а затем плавно падает до нуля. Пик кривизны располагается на середине участка набора зенитного угла, в точке сопряжения ветвей биклотоиды. Увеличение параметра A и, следовательно, уменьшение параметра B приведет к смещению пика в правую сторону, а уменьшение параметра A – к смещению в левую сторону.

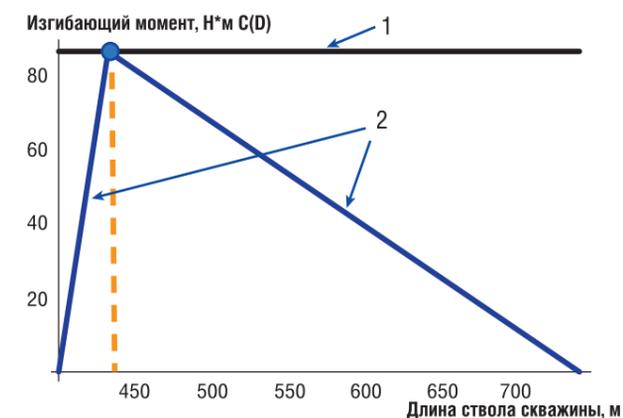
Другим важным параметром профиля наклонной скважины является изгибающий момент. Для расчета изгибающего момента необходимо рассчитать изменение радиуса кривизны и интенсивности по длине ствола скважины.

Как видно из рисунка радиус кривизны клотоиды (рис.7) уменьшается от максимального значения, при переходе от вертикального участка к участку набора зенитного угла, до минимального значения радиуса, заданного по расчету, а затем увеличивается при

переходе в тангенциальный участок. Это означает, что интенсивность искривления плавно меняется на протяжении всего участка набора зенитного угла. В случае использования симметричной биклотоиды, обе ветви которой являются зеркальным отражением друг друга, происходит равное уменьшение и увеличение радиуса кривизны по длине участка набора параметров, что облегчает проводку ствола скважины и контроль параметров искривления. Интенсивность набора зенитного угла биклотоиды, напрямую связанная с радиусом кривизны, увеличивается до максимального значения (соответствующего заданному в расчете радиусу кривизны), а затем уменьшается до нулевого значения при переходе в тангенциальный участок профиля.

Величина изгибающего момента (рис. 8) плавно изменяется по все длине искривленного участка, но достигает максимального значения равного изгибающему моменту круга. Изменить положение пика можно регулируя величины параметров A и B, как в случае с кривизной ствола. Тем самым можно регулировать точку максимального воздействия буровой колонны на стенку скважины для уменьшения желобообразования, подбирая эту точку исходя из геологических условий.

РИС. 8. Совмещённый график изменения изгибающих моментов по стволу



- 1 – изгибающий момент по участку дуги окружности,
- 2 – изгибающий момент биклотоиды

Заключение

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

При подборе параметров биклотоиды было установлено, что уменьшение параметра А (увеличение параметра В) приводит к увеличению отхода. Т.е. уменьшение параметра А приводит к уменьшению длины проекции на вертикальную ось, что приводит к увеличению отхода. В математической модели радиус биклотоиды меняется от бесконечности до своего минимального значения (соответствующего радиусу кривизны традиционного профиля) и затем увеличивается. Длина участка набора кривизны профиля с биклотоидой больше чем у традиционного профиля. Из предложенных комбинированных видов профиля с биклотоидой наибольший отход от вертикали, сопоставимый с отходом по традиционному профилю, дает вариант «дуга окружности + вторая биклотоида», как следует из таблицы 1 и 2. Данный профиль целесообразно использовать для достижения максимальных отходов ствола скважины от вертикали при малых величинах залегания продуктивных пластов.

ТАБЛИЦА 1 . Отход от вертикали для варианта «дуга окружности + вторая биклотоида» при глубине пласта – 900 м, вертикальном участке – 200 м

	угол 75	угол 80	угол 85
Интенсивность, гр/10 м	Профиль с биклотоидой	Профиль с биклотоидой	Профиль с биклотоидой
1,5	1451,7	2052,5	3801,7
1,75	1617,6	2326,5	4401,9
2	1741,9	2531,8	4851,5
2,25	1838,8	2691,9	5202,2
2,5	1916	2819,4	5481,4
2,75	1979,2	2923,8	5710,1
3	2032,0	3011,	5901,3
3,25	2076,7	3084,8	6062,9
3,5	2115,0	3148,2	6201,4
3,75	2148,1	3202,9	6321,3
4	2177,1	3250,8	6426,2
4,25	2202,8	3293,2	6519,1
4,5	2225,6	3330,9	6601,6
4,75	2245,9	3364,5	6675,2
5	2264,2	3394,6	6741,2

Рациональным профилем для строительства скважин в осложненных условиях является профиль вида «несимметричная биклотоида + дуга окружности». Изменяя параметры клотоиды, можно увеличить или уменьшить длины этих участков в определенных

ТАБЛИЦА 2. Отход от вертикали для варианта «дуга окружности + вторая биклотоида» при глубине пласта – 1300 м, вертикальном участке – 200 м

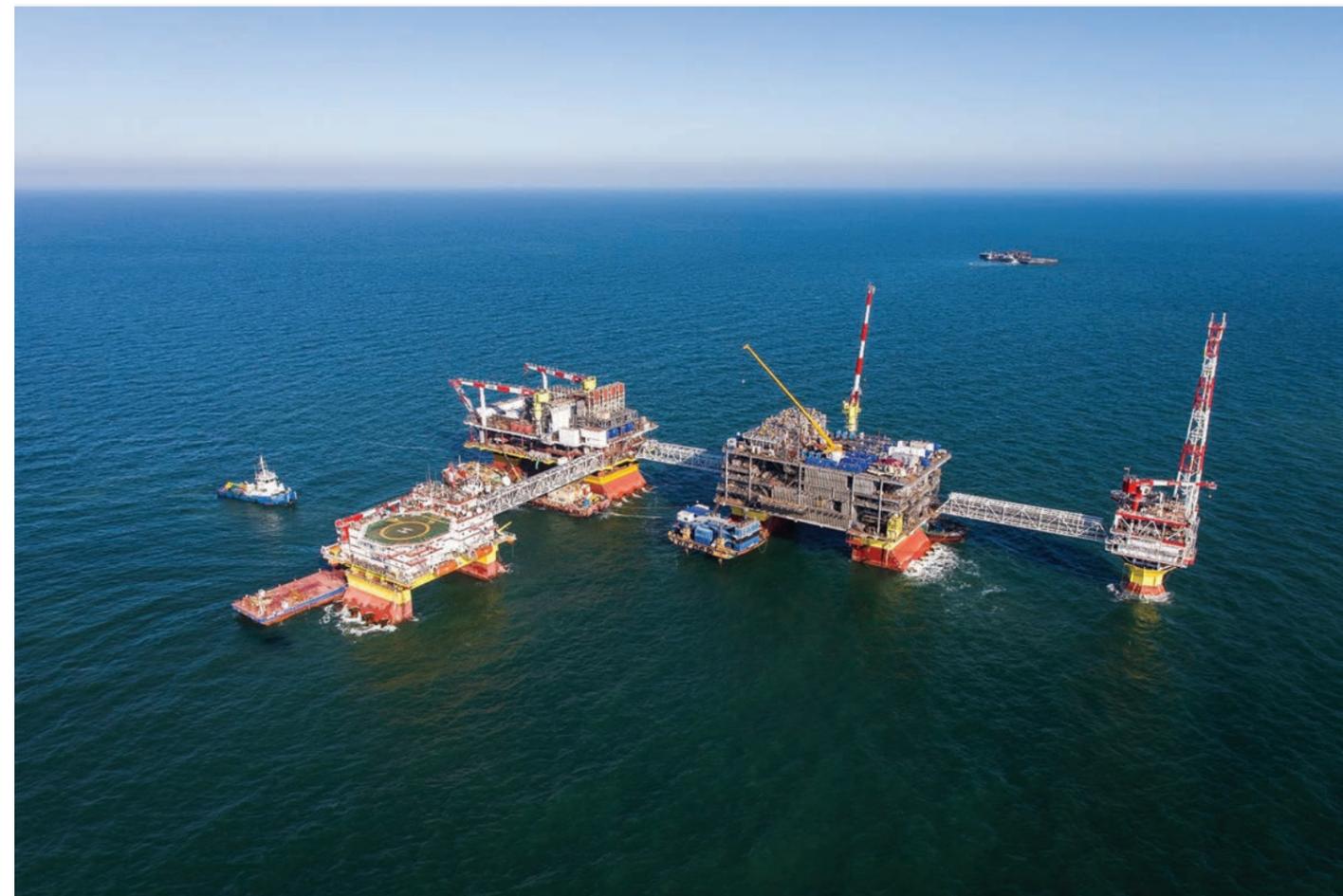
	угол 75	угол 80	угол 85
Интенсивность, гр/10 м	Профиль с биклотоидой	Профиль с биклотоидой	Профиль с биклотоидой
1,5	3691,0	5455,3	10659,8
1,75	3856,9	5729,3	11260,0
2	3981,1	5934,6	11709,6
2,25	4078,1	6094,7	12060,3
2,5	4155,2	6222,2	12339,5
2,75	4218,4	6326,6	12568,1
3	4271,3	6414,0	12759,4
3,25	4316,0	6487,8	12921,0
3,5	4354,3	6551,0	13059,5
3,75	4387,4	6605,7	13179,3
4	4416,4	6653,6	13284,3
4,25	4442,1	6696,0	13377,2
4,5	4464,9	6733,7	13459,6
4,75	4485,2	6767,3	13533,3
5	4503,4	6797,4	13599,2

геологических условиях, что позволит достичь нужного зенитного угла в устойчивых породах, при этом сохранив значение отхода ствола скважины от вертикали. В заключении отметим, что наиболее полно все преимущества использования клотоиды проявляются в профиле вида «симметричная клотоида». Плавное и равномерное изменение всех параметров профиля, а так же изгибающего момента, будут положительно сказываться на результатах проводки скважин. ●

Литература

- 1 Гусман А.М., Оганов Г.С., Барский И.Л. К вопросу о создании энергосберегающих профилей наклоннонаправленных, многозабойных и горизонтальных скважин. ОАО «Научно-производственное объединение «Буровая техника», М.: Труды ВНИИБТ №3 (71), 2011. – С. 17. С. 29
- 2 Samuel R., A new well path design using clothoid spiral (curvature bridging) for ultra-extended-reach drilling, SPE Drilling & Completion, 2010. – С. 363–368
- 3 Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалякин А.С. Профили наклонных скважин и компоновки низа буровых колонн. – М.: Недра, 1995. – С. 54
- 4 Поздеев И.А., Нестерова Т.Н. IT-Поддержка проектирования и сопровождения кустового бурения // Технологии ТЭК, Москва, 2004, №5(18). – С. 29–34
- 5 Барский И.Л., Левина А.Б., Лалаянц Б.Р., Иванычев Р.В., Макаров П.А. Методика разработки программ расчета профиля скважины в виде кривой с непрерывной кривизной на примере симметричной биклотоиды. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков №1, 2009. – С. 1–6.

KEY WORDS: *extended reach well, clothoid, biclothoid, energy efficient profile, shallow pays, well drilling.*



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА
ВЫСОКИЙ КЛАСС БЕЗОПАСНОСТИ

Классификационное общество. Основано 31 декабря 1913 года. Мировой лидер в области классификации судов ледового плавания и гражданских судов с атомными энергетическими установками.

- Классификация судов и шельфовых объектов различных типов и назначения
- Научные исследования, инновационные решения для суровых климатических условий
- Техническое наблюдение за всем комплексом работ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений



ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН ОТ ШЛАМА



ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН НА ПЕРВЫЙ ПЛАН ВЫДВИГАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ УСЛОВИЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗАВАРИЙНОЙ ПРОВОДКИ. ОСНОВНОЙ ПРИЧИНОЙ БОЛЬШОГО КОЛИЧЕСТВА ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ИМЕЮЩИХ ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ ПРОТЯЖЕННОСТЬ СТВОЛА, ЯВЛЯЮТСЯ ТРУДНОСТИ БЕСПРЕпятСТВЕННОГО ВЫНОСА ШЛАМА НА ПОВЕРХНОСТЬ. РАССМАТРИВАЕМЫЙ В СТАТЬЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО ОЧИСТКИ СТВОЛОВ МОРСКИХ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН СО СВЕРХБОЛЬШИМИ ОТХОДАМИ ОТ ВЕРТИКАЛИ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПО СРАВНЕНИЮ С ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ ОЧИСТКИ СТВОЛОВ СКВАЖИН ОТ ШЛАМА

SAFETY ISSUES COME TO THE FORE WHILST DRILLING EXTENDED REACH AND MULTILATERAL OFFSHORE OIL AND GAS WELLS. THE MAJOR CAUSE OF MANY EXTENDED REACH DRILLING FAILURES IS RELATED TO DIFFICULTIES IN SAFE REMOVAL OF DRILL CUTTINGS. THE ENGINEERING SOLUTION PRESENTED IN THE PAPER ALLOWS TO PROVIDE A BETTER QUALITY OF CUTTINGS REMOVAL FROM OFFSHORE EXTENDED REACH WELLS IN COMPLEX GEOLOGICAL CONDITIONS AS COMPARED TO CONVENTIONAL CUTTINGS TRANSPORT METHODS

Ключевые слова: наклонно-направленные и горизонтальные скважины со сверхбольшими отходами от вертикали, шламовая подушка, очистка скважин от шлама.

УДК 622.244.4



Райхерт Роман Сергеевич,
аспирант РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

Цукренко Максим Сергеевич,
аспирант РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина



Оганов Александр Сергеевич,
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Количество потребляемых мировой общественностью углеводородов постоянно растет, в связи с чем, нефтегазовым компаниям необходимо вовлекать все более совершенные методы нефтедобычи и способы увеличения дебитов скважин. В настоящее время и в ближайшем будущем поиск и освоение новых месторождений будут являться стратегической задачей государства. Принимая во внимание особенности строительства наклонно-направленных скважин все большую актуальность приобретает поиск новых и совершенствование существующих подходов, технико-технологических решений по проектированию и строительству скважин, целью которых будет снижение капитальных затрат и увеличение нефтеотдачи пластов.

К наиболее важным вопросам практики строительства наклонно-направленных скважин относится проблема эффективного транспортирования частиц выбуренной породы из скважины. Качественная транспортировка шлама на поверхность является важным фактором при бурении скважин с горизонтальным окончанием. В связи с этим, принимая во внимание особенности

строительства протяженных направленных скважин, решение этой проблемы является ключевым фактором, способным подтвердить эффективность применения ГС и МЗС с большим отходом от вертикали [1].

Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат, многократно превышающих затраты на превентивные мероприятия по улучшению очистки ствола скважины [4].

Одной из наиболее распространенных проблем, вызванных скоплением шлама в скважине, является механический прихват бурильной колонны (примерно 30% всех прихватов в вертикальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола, в скважинах с большим зенитным углом – более 80%). Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию так называемых шламовых подушек, которые при подъеме бурильной колонны перемещаются вместе с более «широкой» частью КНБК. В результате чего происходит закупоривание кольцевого пространства, сопровождающееся затяжками, которые могут привести к прихвату с полной потерей циркуляции [2].

Условия выноса шлама восходящим потоком промывочной жидкости существенно зависят от величины зенитного угла ствола скважины. При увеличении зенитного угла вынос шлама затрудняется [3]. Наибольшие трудности с очисткой как правило возникают в интервале 60–90°, в котором шлам выпадает на нижнюю стенку скважины и образует длинную, протяженную и устойчивую «шламовую подушку». Этот шламовый осадок удерживается на стенке скважины за счет сил трения. Очистка ствола в этом интервале представляется достаточно сложной задачей, и зачастую требует большого количества времени [5].

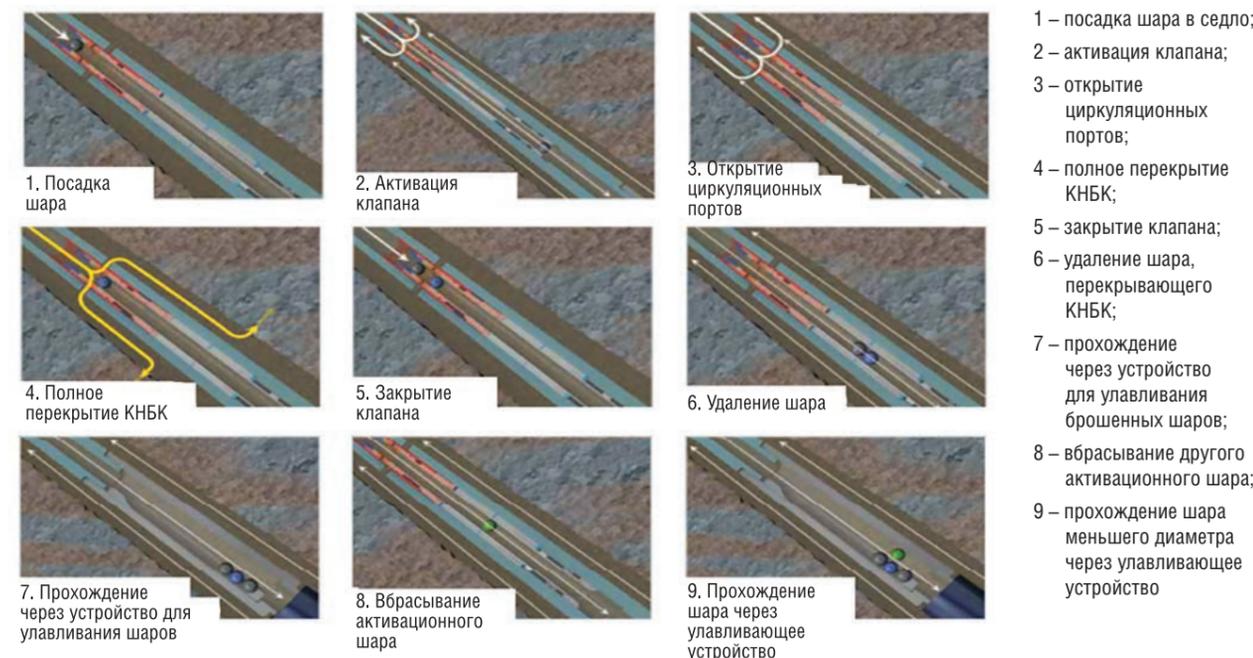
«Шламовые подушки» вызывают посадки при спуске бурильной колонны и резке второго ствола. Скопившийся в скважине шлам значительно осложняет проходимость каротажных приборов, что нередко приводит к необходимости дополнительной проработки скважины, а также вызывает проблемы при спуске обсадных колонн [2].

Эффективность выноса шлама с ростом длины ствола скважины определяется многими показателями, однако главным образом качество очистки ствола зависит от суммарного эффекта технологических параметров используемого оборудования и от гидравлических показателей промывки (реология бурового раствора, потери давления в различных частях циркуляционной системы, тип течения и т.д.).

В настоящее время промышленностью выпускается большое количество устройств, которые позволяют улучшить и ускорить очистку ствола скважины от шлама. Все множество выпускаемых устройств можно разделить на несколько типов: циркуляционные переводники, приводимые в действие при помощи сбрасываемых шаров и выполненные на базе толстостенных бурильных труб (далее ТБТ); лопастные элементы, которые взаимодействуют со шламовой подушкой, поднимая скопившийся шлам в область повышенных скоростей потока.

Так, буровой клапан «Well Commander» производства компании Mi-Swaco представляет собой управляемый при помощи бросания шаров циркуляционный переводник с частичным отводом проходящего сквозь него потока. Устройство устанавливается выше «чувствительных» компонентов КНБК, таких как MWD и LWD (устройства измерений параметров контроля процессов бурения и каротажа), винтовых забойных двигателей. Буровой клапан используется для создания дополнительных периферийных зон циркуляции бурового раствора для предотвращения соответствующих рисков в бурении.

РИСУНОК 1. Схема действия устройства



Принцип действия заключается в том, что специальный шар бросают в БТ и прокачивают его вместе с буровым раствором до посадочного гнезда после чего он активируется и когда давление возрастает до предельного значения циркуляционные порты открываются, а шар проскальзывает дальше и попадает в устройство для улавливания шаров. С этого момента некоторая часть потока с пониженным давлением начинает вытекать из портов, оставшаяся часть потока вытекает через насадки долота. Данное устройство успешно было опробовано при бурении скважин на различных месторождениях зарубежом. Результатом работ являлось ускорение затрубных скоростей способствующих более эффективному выносу шлама на поверхность.

Еще одним устройством, позволяющим снижать затраты при бурении, связанные с различными скважинными условиями, является многократно активируемый циркуляционный переводник производства фирмы «Drilling System International». Данное устройство устанавливается в составе бурильного инструмента в зоны потенциального образования шламовых подушек и предназначено для закачки жидкостей, закупоривающих зоны поглощения бурового раствора и для увеличения скорости циркуляции бурового раствора в сильно искривленных или горизонтальных скважинах.

Компании «Paradigm Oilfield Services», «Vam Drilling», «Hulliburton» поставляют специальные бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками. Практический опыт применения данных труб показал, что устройства целесообразно применять на участках с большим зенитным углом ствола скважины (35–65°) и при значительных образованиях «шламовых подушек». Бурильные трубы устанавливаются на место обычных ТБТ и позволяют снизить крутящий момент и касательные напряжения.

Трубы имеют специально выточенные канавки и выступы, которые являются основной особенностью

РИСУНОК 2. Усовершенствованные бурильные трубы с улучшенными характеристиками



устройств. Угол лопастей обеспечивает оптимальное взрыхление шлама, а спиральные лопасти поднимают частицы и запускают их в зону высоких скоростей.

Используемые в процессе строительства скважин цельные компоненты бурильной колонны Cutting Bed Impeller (CBI) также доказали свою эффективность в очистке скважин с большими отходами от вертикали. Устройство состоит из короткого сердечника, не содержащего движущихся частей, с фрезерованной канавкой специальной формы, которая воздействует на «шламовую подушку», срагивая их с нижней части трубы. Результатом работы данных фрезерованных переводников, установленных на определенном расстоянии друг от друга позволяет значительно снизить крутящий момент, плавно восстанавливать циркуляцию, увеличивать проходку на долото, а также работать как «демпфер» вибрационных нагрузок.

Однако отметим, что циркуляционные переводники обладают меньшими преимуществами, так как буровой раствор, вытекающий через отверстия циркуляционных портов, способен вызвать локальный размыв стенки скважины, что может привести к возникновению поглощения и потере бурового раствора.

РИСУНОК 3. Принцип работы усовершенствованной бурильной трубы Hydroclean (Vam Drilling)

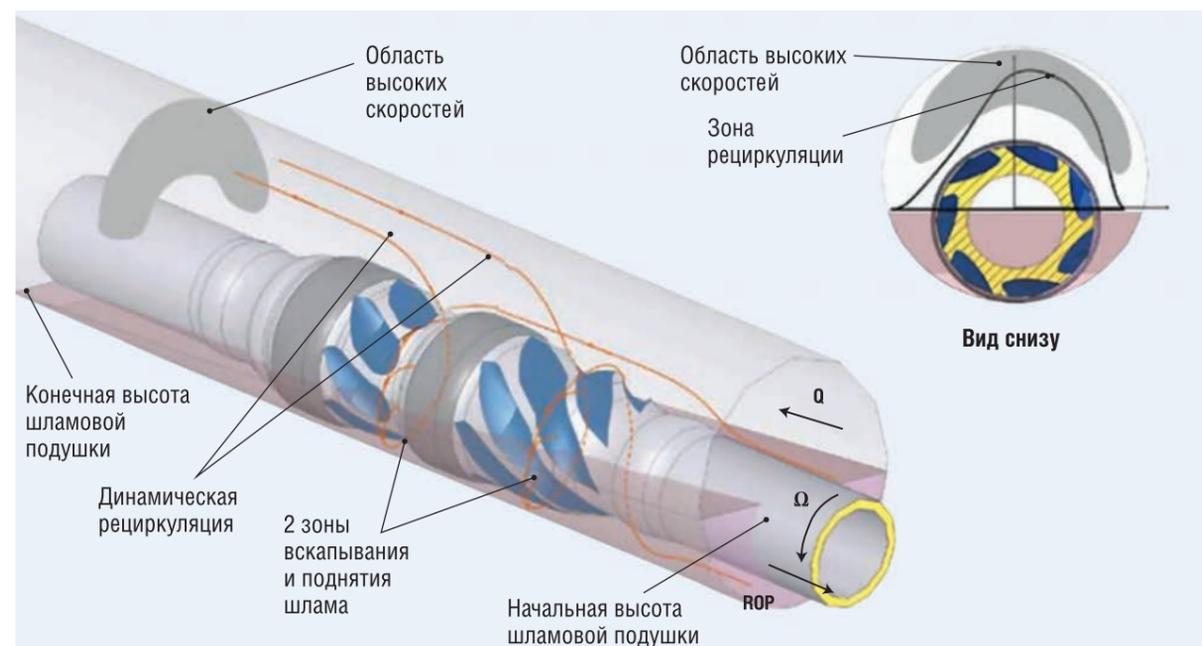


РИСУНОК 4. Общий вид и концептуальная схема работы CBI в скважине



Выполненные на базе ТБТ лопастные элементы представляются достаточно надежными для удаления шламовых подушек и поднятия шлама в область повышенных скоростей циркуляции. В тоже время возникает вопрос об эффективности их работы в случае отсутствия вращения всей бурильной колонны, например, при работе с использованием ГЗД.

По результатам проведенного анализа имеющихся способов, позволяющих повысить качество очистки ствола скважины, нами определены технические параметры специального устройства – вращающегося турбулизатора, которое бы позволяло поддерживать высокий уровень очистки скважины в отсутствии вращения бурильной колонны, и создавало более благоприятные условия для беспрепятственной транспортировки шлама на поверхность. Разработана техническая документация на новое устройство.

За основу устройства была взята толстостенная буровая труба 1, имеющая некоторое количество входных 8 и выходных отверстий 9, располагающихся под восходящим и нисходящим углами соответственно. Отверстия высверливаются в теле ТБТ непосредственно после ее изготовления под некоторым углом, так, как это показано на рис. 5. С одного конца труба имеет муфтовое соединение, для свинчивания с предыдущей бурильной трубой бурильной колонны, с другого – ниппельное соединение 10, для свинчивания с переводником 7, который в то же время является фиксирующим элементом для вращающейся втулки 2, с рабочими лопастями 5. В области входных отверстий в ТБТ сделана специальная канавка, которая предназначена для размещения шарикоподшипников, которые

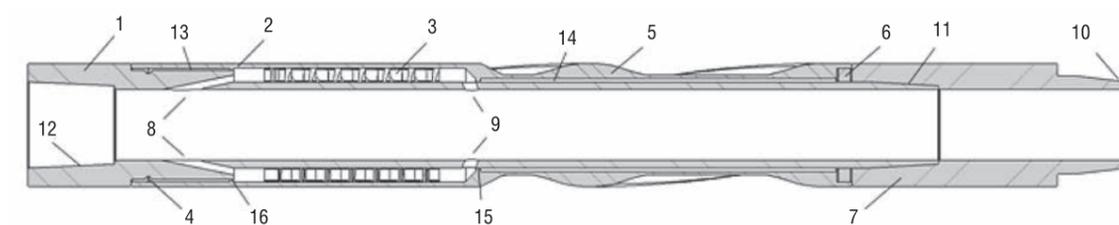
устанавливаются после надевания вращающейся втулки 2 на ТБТ 1 через специальное отверстие в 2, и выполняют роль запорного подшипника.

Устройство также включает в свой состав некоторое количество турбинных секций 3, часть из которых жестко соединяется с вращающейся втулкой 2, а часть закрепляется на теле ТБТ 1, и выполняют роль ротора и статора соответственно как на традиционных турбобурах. Турбинные секции могут закрепляться на вращающейся втулке и ТБТ с использованием шлицевых соединений, или при помощи других способов.

Вращающаяся втулка 2 выполняется из того же материала, что и ТБТ 1, в соответствии с необходимым запасом прочности и ориентировочным количеством шлама в скважине. Часть втулки 2 имеет гладкую поверхность, а на другой части монтируются лопасти особой формы. Лопасти могут иметь множество различных форм (так например на рисунке 5. представлена винтообразная форма), однако должны обладать той особенностью, что в отсутствие расположенных вблизи стабилизаторов и центраторов, которые используются для уменьшения площади контакта бурильной колонны со стенками скважины, не выступают за пределы рабочего диаметра толстостенной бурильной трубы 1.

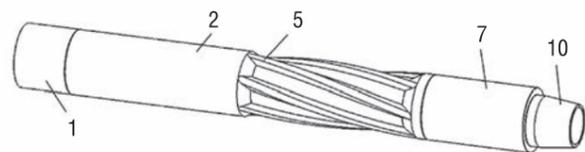
После установки на ТБТ 1 необходимого числа турбинных секций 3 и внешнего вращающегося кожуха 2 с рабочими лопастями 5, производят монтаж подшипника качения 6. В зависимости от испытываемых нагрузок при работе вращающаяся втулка может быть снабжена и роликовыми подшипниками в требуемом количестве.

РИСУНОК 5. Принципиальная схема вращающегося турбулизатора



1 – толстостенная буровая труба с муфтой 12 и ниппелем 11; 2 – вращающаяся втулка; 3 – турбинная секция; 4 – канавка для установки шарикоподшипников; 5 – рабочее тело вращающейся втулки; 6 – подшипник с уплотнительными элементами; 7 – переводник с ниппелем 10; 8 – входные отверстия для бурового раствора; 9 – выходные отверстия для отработанного бурового раствора; 13, 14 – масляные ванны; 15, 16 – уплотнительная проточка армированная твердосплавным материалом

РИСУНОК 6. Внешний вид устройства



1 – толстостенная бурильная труба;
2 – вращающаяся втулка; 5 – рабочее тело вращающейся втулки;
7 – переводник с ниппелем 10

Для фиксации конструкции используется переводник 7, имеющий наружный диаметр, равный диаметру используемой ТБТ. Муфтовая часть переводника 7 соединяется с ниппелем ТБТ 1, а ниппельной частью переводник свинчивается с бурильной колонной.

Полости 13 и 14 могут быть использованы в качестве масляных ванн, в которых под давлением закачивается смазка. Роль ограничителя вытекания смазки из масляных ванн играют специальные уплотнительные элементы 15 и 16. Другой вариант устройства предполагает использование вместо масляных ванн и уплотнительных элементов специальное покрытие PDC (Polycrystalline Diamond Composite, или Стратопакс), которое позволяет ввести в соприкосновение две поверхности, без нанесения смазочного материала. То же покрытие планируется нанести и на торцевые части ТБТ 1 и переводника 7, т.к. вращающаяся втулка также соприкасается и с ними.

Профили вращающейся втулки могут различаться. На рис. 7 представлены некоторые виды разверток наружной поверхности вращающейся втулки. Выбор того или иного профиля поверхности будет зависеть от сложности условий бурения и гидравлических показателей промывки скважины.

Поток бурового раствора, проходя участок 18 бурильных труб с устройством, частично отводится по каналам 8, взаимодействует с турбинными секциями 3, заставляя их вращаться как показано в 21, и приводит в движение вращающуюся втулку 2 (Рис. 8). В свою очередь лопасти 5, смонтированные на вращающейся втулке, начинают взаимодействовать

РИСУНОК 8. Схема работы вращающегося турбулизатора

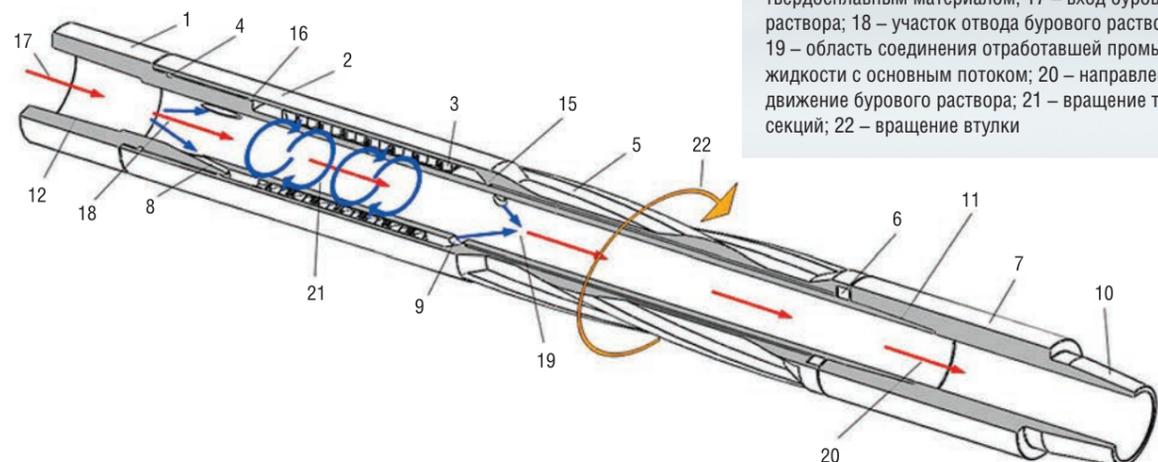
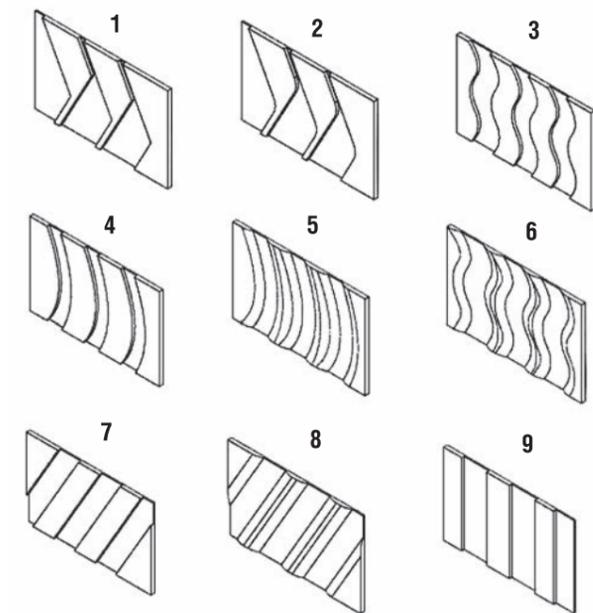


РИСУНОК 7. Варианты наружного профиля лопастей вращающегося колеса



со шламовой подушкой и с потоком бурового раствора в затрубном пространстве. Результирующий эффект взаимодействия рабочих лопастей со шламовой подушкой будет проявляться во взрыхлении шлама и поднятии его в область повышенных скоростей циркуляции, откуда он сможет быть без труда вынесен на поверхность.

Буровой раствор, сработав в турбинной секции 3, выводится через выходные отверстия 9 и вновь соединяется с потоком в области 19. Подразумевается,

1 – толстостенная бурильная труба с муфтой 12 и ниппелем 11; 2 – вращающаяся втулка; 3 – турбинная секция; 4 – канавка для установки шарикоподшипников; 5 рабочее тело вращающейся втулки; 6 – подшипник с уплотнительными элементами; 7 – переводник с ниппелем 10; 8 – входные отверстия для бурового раствора; 9 – выходные отверстия для отработанного бурового раствора; 13, 14 – масляные ванны; 15, 16 – уплотнительная проточка армированная твердосплавным материалом, 17 – вход бурового раствора; 18 – участок отвода бурового раствора; 19 – область соединения отработанной промывочной жидкости с основным потоком; 20 – направление движение бурового раствора; 21 – вращение турбинных секций; 22 – вращение втулки

что количество турбинных секций должно подбираться с условием ожидаемой высоты шламовой подушки и ожидаемом сопротивлении при вращении втулки с рабочими лопастями. Аналогичным образом должна быть рассчитана и подача насосов, чтобы мощности насосов хватало для обеспечения гидравлической энергией как предлагаемого устройства, так и входящих в состав компоновки бурильной колонны других устройств.

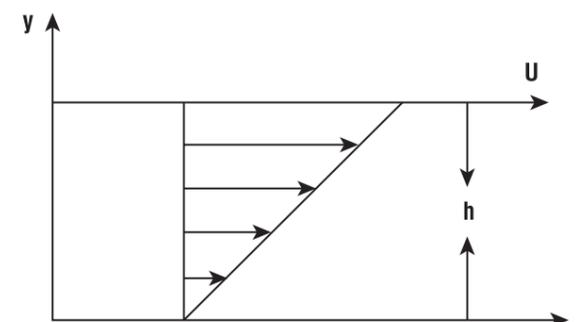
Вращение лопастей 5 должно производиться по часовой стрелке, то есть в сторону движения долота, для исключения случаев отвинчивания резьбовых соединений.

После соединения отработанной промывочной жидкости с основным потоком, буровой раствор движется далее по направлению 20 в сторону породоразрушающего инструмента.

Количество устройств, включаемых в состав компоновки из бурильных труб может варьироваться в зависимости от расчетной длины ствола скважины, типа разбуриваемых пород, максимально допустимой развиваемой мощности буровых насосов. Также следует учитывать тот факт, что спустя некоторое время, взмученный буровой шлам, потеряв часть переданной ему энергии движения, вновь может опуститься на нижнюю стенку трубы. Для недопущения этого необходимо определять количество устройств, которые будут входить в состав компоновки из бурильных труб. Расчетным путем требуется определять область повторного скопления осаденного шлама и в этом месте размещать дополнительную секцию устройства.

В основе работы устройства лежит принцип течения Куэтта. Рассмотрим его поподробнее. Представим две пластины: например наружную поверхность трубы, вращающуюся с некоторой скоростью U , и неподвижную поверхность стенки скважины. Жидкость между двумя поверхностями при этом приходит в движение (см. рис. 9). На картинке буквой h обозначен зазор между поверхностями.

РИСУНОК 9. Профиль скоростей течения при движении жидкости между двумя пластинами

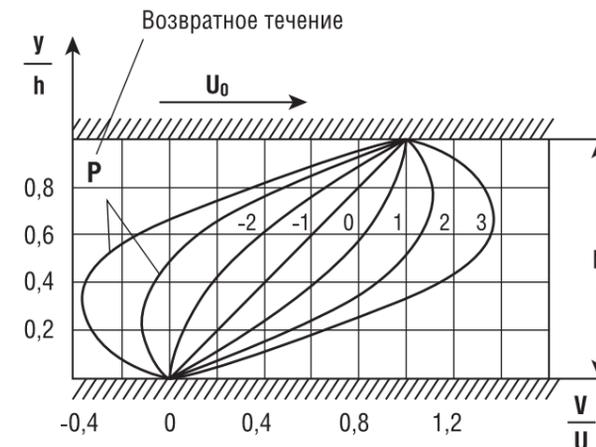


Движение жидкости между двумя пластинами описывается уравнением:

$$\frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} = \frac{d^2V}{dy^2} \quad (1)$$

где p – давление, x – координата, μ – вязкость, V – скорость, y – поперечная координата.

РИСУНОК 10. Профиль скоростей течения при движении жидкости между двумя пластинами



Граничные условия для формулы (1) определяются выражениями: $V(0) = 0$, $V(h) = U$. Интегрирование уравнения (1) дает значения скорости:

$$V = \frac{y}{h}U - \frac{h^2}{2\mu} \frac{dp}{dx} \frac{y}{h} \left(1 - \frac{y}{h}\right) \quad (2)$$

Распределение скоростей, даваемое решением (2) для различных значений перепада давления, изображены на рис. 10.

В случае отсутствия перепада давления получается линейное распределение скоростей:

$$V = \frac{y}{h}U \quad (3)$$

Течение с таким распределением скоростей часто называют простым течением Куэтта или течением чистого сдвига. При наличии перепада давлений происходит наложение простого течения Куэтта и течения в канале. Форма кривой распределения скоростей при течения Куэтта определяется безразмерным градиентом давления:

$$P = \frac{h^2}{2\mu U} \left(-\frac{dp}{dx}\right) \quad (4)$$

Для $p > 0$, то есть при падении давления в направлении движения верхней стенки, скорость положительна по всей ширине канала. При $p < 0$ в некоторой части поперечного сечения возможны отрицательные скорости, то есть возможно возвратное течение (см. рис. 10).

Таким образом вращающийся переводник с рабочими лопастями позволяет воздействовать на поток и турбулизировать его, за счет более высоких скоростей вращения, по сравнению с вращением бурильной колонны.

Основным положительным эффектом, который можно достичь используя предлагаемое устройство – удаление шламовых подушек, которые образуются в скважине при возрастании зенитных углов наклона. Вращающиеся лопасти взмучивают шлам и поднимают его в область высоких скоростей циркуляции, где беспрепятственно сможет дойти до поверхности, оставив ствол скважины чистым.

Одним из немаловажных аспектов безаварийности ведения работ считается поддержание вращения колонны бурильных труб, тем самым снижая вероятность заклинить компоновку и оставить дорогостоящий инструмент в скважине. Прихваты бурильной колонны могут привести к развинчиванию труб, тогда необходимо проводить продолжительные ловильные работы по подъему компоновки. Все эти операции приводят к увеличению непродуктивного времени и увеличивают стоимость реализации проекта.

Имеется комплекс операций в бурении, когда приходится оставлять колонну бурильных труб без вращения, оперируя на тот момент только лишь гидравлическим забойным двигателем. Такое например наблюдается при забурировании бокового ствола. В скважине устанавливается клин-отклонитель (или уипсток), с которого производят забурирование дополнительного бокового ствола. При этом колонна бурильных труб остается в статичном состоянии, т.е. не вращается. В отсутствии вращения бурильной колонны значительно ухудшается вынос шлама из таких скважин, что может привести к дополнительным осложнениям на пути ее строительства. Предполагается, что включение устройства в состав таких компоновок обеспечит более надежные условия для транспортирования шлама на поверхность, так как работа устройства не зависит от вращения всей компоновки. Основное требование – циркуляция бурового раствора.

Вращение втулки с лопастями оказывает воздействие на поток, приводя к образованию зоны турбулентного течения, которое является крайне приемлемым беспрепятственным выносом шлама из скважины. Рассмотрим это подробнее.

ТАБЛИЦА 1

Режим течения	Радиус частиц	Вязкость
Ламинарный	R^2	$1/\mu$
Переходный	R	$1/\mu^{0.33}$
Турбулентный	$R^{0.5}$	Зависимость от вязкости отсутствует

В таблице 1 показано влияние некоторых параметров бурового раствора на конечную скорость осаждения частиц шлама.

Как видно из таблицы, при создании турбулентного потока в затрубье скорость осаждения в меньшей

ТАБЛИЦА 2

Режим течения	Скорость потока	Диаметр	Вязкость	Шероховатость труб
Ламинарный	Q	1/D4	μ	Не влияет
Турбулентный	Q1.8	1/D5	$\mu^{0.3}$	Увеличение при шероховатости

степени зависит от радиуса скважины. Отсутствует зависимость от вязкости.

Рассмотрим влияние параметров потери давления в системе потока в трубах при различных видах течения (таблица 2).

Как видно из таблицы, турбулентный поток оказывает более существенное влияние чем вязкость и гидравлические сопротивления. Сильно зависит от скорости потока и шероховатости труб, но менее зависим от диаметра. Это свидетельствует о том, что создание турбулентного потока в затрубном пространстве позволит улучшить качество очистки скважин от шлама в стволах большого диаметра.

В таблице 3 показано влияние некоторых параметров бурового раствора на конечную скорость осаждения частиц шлама.

ТАБЛИЦА 3

Режим течения	Радиус частиц	Вязкость
Ламинарный	R^2	$1/\mu$
Переходный	R	$1/\mu^{0.33}$
Турбулентный	$R^{0.5}$	Зависимость от вязкости отсутствует

Получается, что при создании турбулентного потока в затрубье скорость осаждения в меньшей степени зависит от радиуса скважины. Отсутствует зависимость от вязкости.

Рассмотренные зависимости позволяют сделать вывод, что одним из показателей высокого качества очистки скважины от шлама будет являться наличие турбулентного потока в затрубном пространстве, тогда как с использованием традиционного оборудования возможно достичь только ламинарного или турбулентного потоков.

Одним из немаловажных аспектов безаварийного ведения работ считается поддержание вращения бурильных труб, тем самым снижая вероятность прихвата бурильной колонны и оставления дорогостоящего инструмента в скважине [6]. Включение разработанного устройства, особенно в состав ориентируемых компоновок позволит обеспечить более надежные условия для транспортирования шлама на поверхность.



Заключение

На основе проведенного анализа литературных источников посвященных вопросам проблематики очистки скважин от выбуренной породы можно сделать следующие выводы:

1. Совершенствование очистки скважины возможно за счет использования комплексных методов проектирования рецептуры бурового раствора, который учитывает все необходимые особенности региона и т.д.
2. Улучшение качества очистки скважины возможно путем механического (пульсационного) воздействия на поток. Теория и экспериментальное исследование влияния пульсирующего потока многократно исследуется в ряде статей, однако нигде не встречается информации об опробовании этого метода на реальном месторождении.
3. Транспортирующая способность выноса шлама на поверхность главным образом зависит от конструктивных показателей различных технических устройств и гидравлических показателей промывки.

Повышенное скопление шлама в скважине, свидетельствующее о недостаточной очистке скважины от выбуренной породы, приводит к множеству осложнений и аварий. Во избежание подобных инцидентов рекомендуется вести учет объемов выбуренной породы в режиме реального времени, что позволит в кратчайшие сроки принять нужное решение, направленное на совершенствование показателей промывки скважины: как технических, так и гидравлических. Возникает вопрос о создании специального устройства, которое в реальном масштабе времени позволило бы регистрировать на поверхности все три фазы приходящего из затрубного пространства потока.

Для создания эффективных условий очистки скважины от шлама, разработанная модель технического устройства позволит улучшить транспортирующую способность бурового раствора в скважинах со сверхбольшими отходами от вертикали и вести очистку скважины даже в случае забурирования бокового ствола скважины, то есть при статичном положении всей бурильной колонны. ●

Литература

1. Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.А., Левинсон Л.М. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин // Повышение качества строительства скважин. Сборник научных трудов / УГНТУ; Международная научно-техническая конференция – Уфа: Монография, 2005. – 113–115 с.
2. Горпинченко В.А., Дильмиев М.Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC // Ж. Бурение&Нефть, №6, 2010.
3. Куликов В.В. Транспортирование шлама по стволу наклонной скважины // Ж. инженер-нефтяник 2008. №3. – 18–19 с.
4. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – №3–2002. – 10–12 с.
5. Митчелл Джон. Безаварийное бурение. // «Дрилберт Инжиниринг Инк». Copyright 2001, – 334 с.
6. Хабибуллин И.А. Влияние вращения бурильной колонны на транспорт шлама в горизонтальном стволе скважины // Нефтегазовое дело. – 2007, Т.5, №1. 56–61 с.
7. Troy Reed, Stefan Miska, Nicholas Takach and others. Advanced Cuttings Transport Study. The University of Tulsa. Dep. in 01.30.2002.
8. Shell Exploration and Production Company. Hole Cleaning Best Practices. Quick Guide [DOC] // K&M Technology Group. Revision 1. February 2003. – 161 с.
9. Paul Bolchover. Cuttings transport with drillstring rotation. Schlumberger. 2007. Dep. in The MMS Eprints Archive 20.05.2008. ID Code: 135. – 13 с.

KEY WORDS: extended reach wells, cuttings bed, cuttings removal from hole.



ГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ

- Номинальная мощность: 70 – 200 кВт
- Виды топлива: Природный газ, Биогаз, СУГ, Попутный нефтяной газ, шахтный метан и др.

Гарантия 2 года без ограничения моточасов.

info@tedomengines.com, +420 483 363 642

www.tedomengines.com

ВСКРЫТИЕ ПЛАСТА И ИСПЫТАНИЕ МОДЕЛЕЙ КРЕПИ СКВАЖИНЫ КУМУЛЯТИВНЫМИ ЗАРЯДАМИ

ОПИСЫВАЕТСЯ НОВАЯ КОНСТРУКЦИЯ КУМУЛЯТИВНОГО ПЕРФОРАТОРА. ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ СРАВНИТЕЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ НОВОГО И ШТАТНОГО КУМУЛЯТИВНЫХ ПЕРФОРАТОРОВ МЕЖДУ СОБОЙ. ФОРМИРОВАНИЕ СЕТИ ТРЕЩИН МЕЖДУ КАНАЛАМИ ПЕРФОРАЦИИ, ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НОВОГО ПЕРФОРАТОРА, СПОСОБСТВУЕТ УВЕЛИЧЕНИЮ ДРЕНАЖНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА В ИНТЕРВАЛЕ ПЕРФОРАЦИИ. В РАБОТЕ ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ СТЕНДОВЫХ ИСПЫТАНИЙ МОДЕЛЕЙ КРЕПИ СКВАЖИН С АРМИРОВАННЫМ ТАМПОНАЖНЫМ МАТЕРИАЛОМ «КАРБОН-БИО» И МОДЕЛЕЙ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЛАССИЧЕСКОЙ ПЕРФОСИСТЕМЫ И ПЕРФОСИСТЕМЫ «СПАРКА». ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ВНУТРЕННЕЙ СТРУКТУРЫ ОБРАЗЦОВ ИСПОЛЬЗОВАН МЕТОД РЕНТГЕНОВСКОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО, В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ, ПОКАЗАНО ПРЕИМУЩЕСТВО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРФОРАТОРОВ С ПАРНЫМИ ЗАРЯДАМИ ПО СРАВНЕНИЮ СО ШТАТНЫМИ ПЕРФОРАТОРАМИ

DESCRIBES THE NEW DESIGN OF THE CUMULATIVE PERFORATING. THE RESULTS OF LABORATORY EXPERIMENTS COMPARATIVE VALIDITY OF THE NEW AND STAFF PERFORATING GUN SYSTEMS. FORMATION A NETWORK CRACKS BETWEEN PERFORATIONS USING A NEW GUN, INCREASES THE DRAINAGE CHARACTERISTICS OF THE PRODUCING FORMATION INTO THE PERFORATION INTERVAL. THE PAPER DESCRIBES THE RESULTS OF BENCH-MARK TESTS OF EFFECTS OF CONVENTIONAL «SPARK» CUMULATIVE PERFORATION SYSTEM DEVELOPED BY VNIPIVZRYVGEOFIZIKA INSTITUTE ON WELL CASING MODELS AND A CARBONATE FORMATION (CEMENT-SAND) MODEL. THE METHOD OF X-RAY COMPUTED TOMOGRAPHY USED TO INVESTIGATE THE CHANGES IN THE INTERNAL STRUCTURE OF SAMPLES. EXPERIMENTALLY, AT HIGH PRESSURE, SHOWN THE ADVANTAGE OF THE USE PERFORATORS WITH PAIRED CHARGES THAN REGULAR PERFORATING

Ключевые слова: кумулятивная перфорация, крепь скважины, цементный камень, кумулятивный заряд, горная порода, трещина, рентгеновская томография, перфорационный канал, скважина.

Исаев Валерий Иванович,
д.т.н., профессор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
isa@gubkin.ru

Ликатов Александр Рюрикович,
к.т.н., главный конструктор ПВА ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика»

Василенко Игорь Ростиславович,
к.т.н., ведущий специалист отдела технологий внутрискважинных работ ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Igor.Vasilenko@lukoil.com

Шепель Константин Юрьевич,
научный сотрудник ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика»,
shapel@vni pivzryv.ru

Прискважинная область продуктивного пласта является одной из важнейших частей пласта на пути притока нефти или газа к скважине. В большинстве случаев загрязнение этой области буровым раствором, скважинной жидкостью, растворами, применяемыми для выравнивания притока флюида из продуктивного пласта в скважину, тампонажными растворами при креплении скважин, вторичным и последующим вскрытием пласта кумулятивной перфорацией – негативно влияет на фильтрационные характеристики продуктивного пласта и приводит к уменьшению дебита нефтяных и газовых скважин.

Необходимым этапом при строительстве скважин является крепление обсадной колонны в горной выработке и создание качественного цементного кольца между обсадной колонной и пластом. Качественное цементирование затрубного пространства колонны позволяет избежать водонефтегазовые перетоки между пропластками продуктивного пласта, сохранить цементный камень от

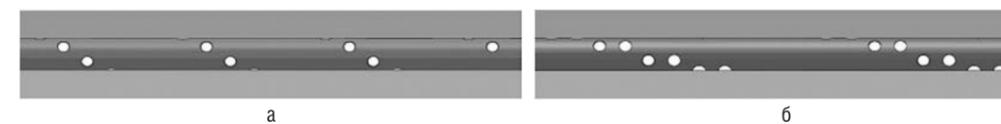
растрескивания в интервалах перфорации [1–4]. Поэтому одним из необходимых этапов при строительстве скважин является создание качественного цементного кольца между колонной и пластом с сохранением герметичности контактных зон обсадная колонна – цементный камень – порода.

Для связи скважины с продуктивной частью пласта широко применяют стреляющие перфораторы, создающие в прискважинной области продуктивного горизонта каналы перфорации. Проницаемость этой области в дальнейшем во многом определяют величину дебита добывающих скважин.

В ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика» разработана перфосистема, получившая название «Спарка» (рис. 1, б) [5, 6]. Использование данной перфосистемы предполагает получение увеличенных значений коэффициентов проницаемости в интервале перфорации наряду с использованием перфосистем с одиночным расположением зарядов в корпусе перфоратора,

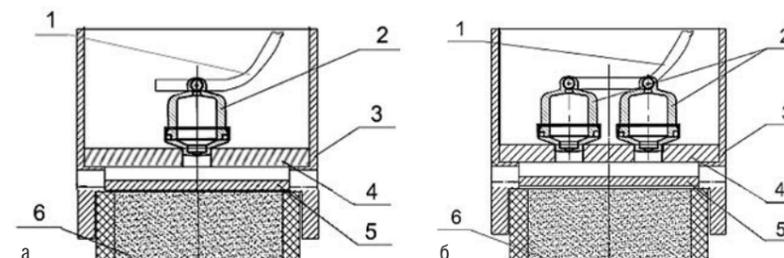
УДК 622.245.142.3

РИС. 1. Различия в конструкциях кумулятивных перфораторов



а – с одиночным расположением зарядов по заданной спирали;
б – с парным расположением зарядов по заданной спирали

РИС. 2. Схема расположения одного (а) и пары (б) зарядов на цилиндрической мишени при испытаниях в условиях повышенных давлений



1 – детонирующий шнур; 2 – кумулятивный заряд; 3 – защитная обечайка; 4 – пластина, фиксирующая заряд в обечайке; 5 – стальная пластина моделирующая стенку обсадной колонны толщиной 10 мм; 6 – бетонная мишень, моделирующая продуктивный пласт

что приводит к увеличению интенсивности притока к скважине.

Способ вскрытия пласта с использованием перфораторов типа «Спарка» направлен на повышение совершенства вторичного вскрытия за счет возможности создания фильтрационной системы в прискважинной области пласта, как самими перфорационными каналами, так и дополнительной сетью трещин в плоскости пары каналов. Дополнительное трещинообразование приводит к уменьшению гидродинамических сопротивлений на пути притока флюида в скважину и способствует увеличению дебитов нефтяных и газовых скважин.

Заряды в перфосистеме «Спарка» ориентируются в одном направлении и в одной плоскости, тем самым обеспечивая интерференцию ударных волн при срабатывании, и вместе с тем создавая напряженные зоны в породе пласта и способствуя развитию трещин в плоскости между перфорационными каналами.

Для оценки эффективности использования перфораторов типа «Спарка» и для сравнения с другими перфосистемами в ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика» проведены испытания на модельных образцах (рис. 2). Опыты по перфорированию осуществлялись с одиночным

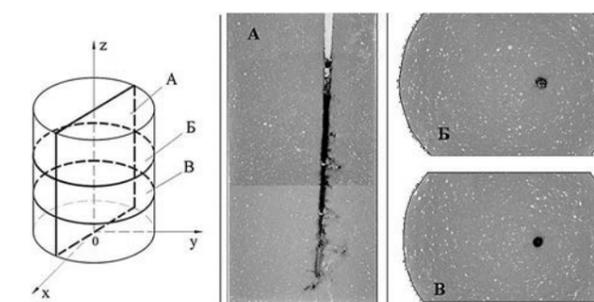
и парным расположением кумулятивных зарядов на торцевой поверхности цилиндрических образцов Ø 120 x 250 мм, моделирующих нефтегазовый коллектор. Испытания выполнены при температуре 20°C в условиях повышенного давления (p = 20 МПа).

После прострела цилиндрических образцов и их извлечения из сосуда высокого давления (СВД), образцы подвергались внешнему тщательному осмотру. Осмотр позволил зафиксировать появление каналов перфорации в образцах, но не решил главной задачи – возможности исследовать изменение внутренней структуры образцов после прострела без нарушения их целостности [7].

Поэтому для исследования изменений внутренней структуры образцов нами использован метод рентгеновской компьютерной томографии, получивший широкое применение в таких отраслях промышленности, как медицина, металлообработка, электроника, нефтегазовая отрасль и др.

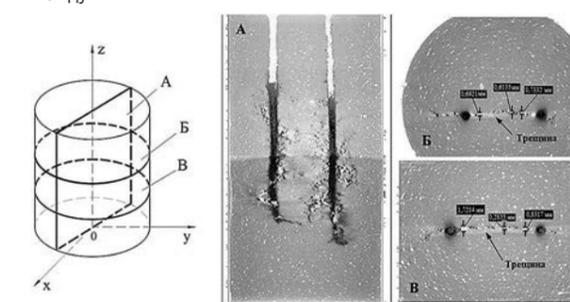
Результаты рентгеновской томографии позволили получить образцы различных сечений испытываемых образцов, простреленных одним и парой кумулятивных зарядов (рис. 3 и рис. 4). Трещины, во втором случае

РИС. 3. Образец с одним каналом перфорации



А – сечение, пересекающее канал и перпендикулярное плоскости XOY; Б, В – сечения, параллельные плоскости XOY на различной высоте образца

РИС. 4. Образец с парой каналов перфорации и трещиной между ними



А – сечение, пересекающее каналы и перпендикулярное плоскости XOY; Б, В – сечения, параллельные плоскости XOY на различной высоте образца, где снимок В является увеличенной прямоугольной частью круглого сечения В на схеме

РИС. 5. График изменения коэффициента пористости по длине исследуемых образцов

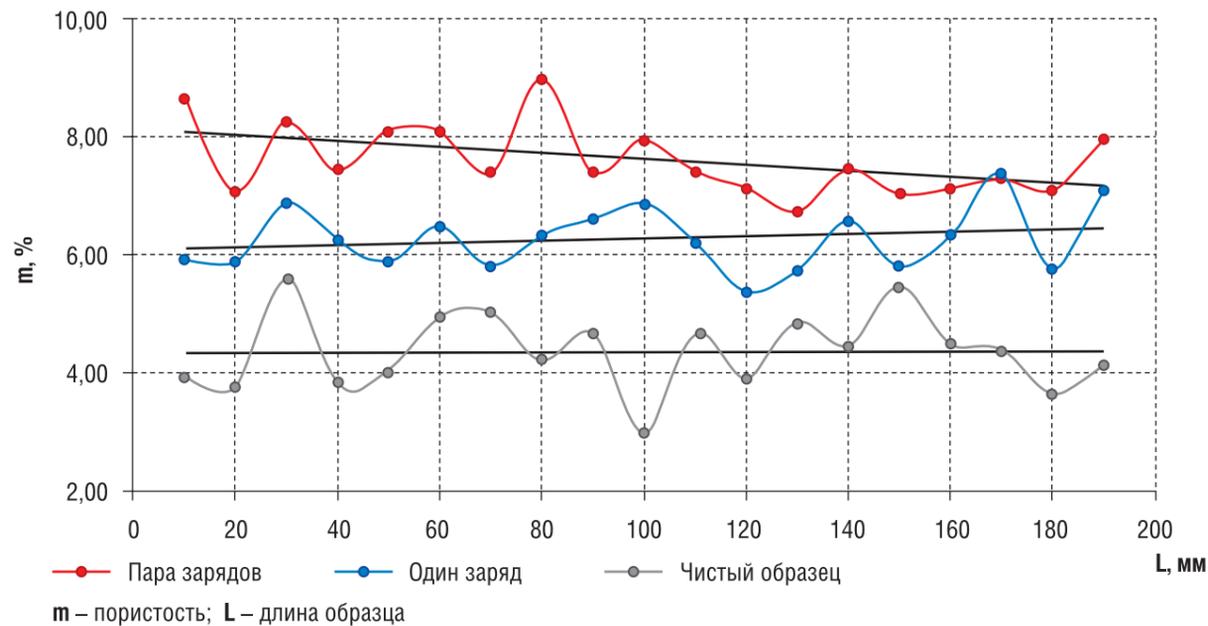
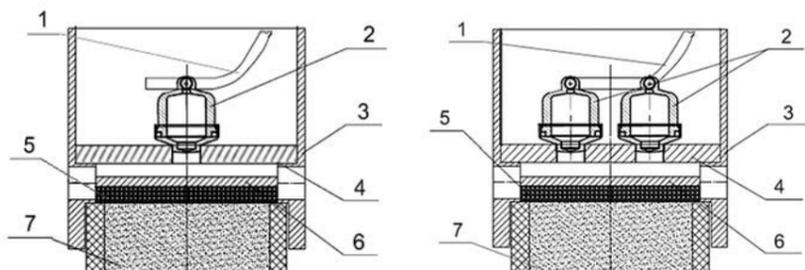


РИС. 6. Схема расположения одного (а) и пары (б) зарядов на цилиндрической мишени при испытаниях в условиях повышенных давлений



1 – детонирующий шнур; 2 – кумулятивный заряд; 3 – защитная обечайка; 4 – пластина, фиксирующая заряд в обечайке; 5 – слой цемента, моделирующий затрубное цементное кольцо толщиной 20 мм; 6 – стальная пластина, моделирующая стенку обсадной колонны толщиной 10 мм; 7 – бетонная мишень, моделирующая продуктивный пласт

РИС. 7. Составляющие моделей «крепь скважины» в лаборатории ООО БСК «РИНАКО» диаметром 100 мм и высотой 30 мм



I – металлические диски диаметром 90 мм и толщиной 10 мм с буквенной нумерацией; II – Залитые цементным раствором формы с металлическими дисками и диски подготовленные к заливке

(рис. 4б, рис. 4в), создают связь между парой каналов и приводят к увеличению пористости образцов в рассматриваемых сечениях, что способствует увеличению добычи флюида за счет роста проницаемости в прискважинной области пласта. Соответственно, это приводит к повышению коэффициентов продуктивности нефтегазовых скважин.

По результатам рентгеновской томографии построена зависимость изменения коэффициента пористости по длине исследуемых образцов рис. 5: без перфорационных каналов; с одним перфорационным каналом и с парой каналов перфорации.

Второй эксперимент проводился в атмосферных условиях и в СВД при давлении 10 МПа по схемам, представленным ниже (рис. 6) с целью определения влияния кумулятивных струй от одного и пары зарядов на модели «крепь скважины – пласт».

Для этих испытаний было подготовлено 15 образцов моделей «крепь скважины» с различной рецептурой цементного раствора (табл. 1), разработанной ООО БСК «РИНАКО». Раствор тщательно перемешивался. Затвердевание цементных растворов происходило при $T = 30^{\circ}\text{C}$ в течение 14 суток в водяной бане. Фотографии образцов при заливке растворов в формы показаны на рис. 7.

ТАБЛИЦА 1. Рецептуры цементного раствора для модели крепи скважин

Обозначение рецептуры	Рецептура цементного раствора	Плотность раствора, г/см ³
I*	цемент марки «G» + 0,2% Al ₂ (SO ₄) ₃	1,86
II*	цемент марки «G» + 0,2% Al ₂ (SO ₄) ₃ + 0,2% фибры	1,83
III*	тампонажная смесь «КАРБОН БИО-3А» + 0,2% Al ₂ (SO ₄) ₃ + 0,1% пенообразователя	1,63
IV**	тампонажная смесь «КАРБОН БИО-3А» + 0,2% Al ₂ (SO ₄) ₃ + 0,1% пенообразователя	1,34
V*	тампонажная смесь «КАРБОН БИО-3А» + 0,2% Al ₂ (SO ₄) ₃ + 0,1% пенообразователя + 0,2% фибры	1,63
VI**	тампонажная смесь «КАРБОН БИО-3А» + 0,2% Al ₂ (SO ₄) ₃ + 0,1% пенообразователя + 0,2% фибры	1,2
VII*	тампонажная смесь «КАРБОН БИО-3А» + 0,2% Al ₂ (SO ₄) ₃	1,65

* Без вспенивания. Естественное воздухововлечение при перемешивании раствора.

** С добавлением пенообразователя и интенсивного перемешивания.

ТАБЛИЦА 2. Рецептуры цементного раствора для модели крепи скважин

Рецептура*	Номер модели	p, МПа; T = 20°C	Число зарядов	Глубина канала, мм	Просветность образца, %	Прочность на изгиб, МПа	Прочность на сжатие, МПа
I	A	10	1	–	12,72	4,1	6,07
	Б	0,1	2	390 и 400	–	–	–
II	B	10	2	205 и 190	14,66	3,83	5,68
	Г	0,1	1	390	–	–	–
III	Д	10	1	170	8,51	3,65	5,41
	Е	10	2	175 и 190	1,56	–	–
IV	К	10	1	–	12,26	2,18	3,23
	М	10	2	–	–	–	–
V	О	10	1	185	6,94	3,41	5,10
	П	10	2	180 и 160	1,93	–	–
VI	С	10	2	–	11,95	2,04	3,03
	Т	10	1	–	–	–	–
VII	У	10	1	–	6,46	3,65	5,41
	Х	10	2	–	3,09	–	–
	Я	10	2	160 и 165	7,76	2,79	4,13

* Смотри таблицу 1.

Дополнительно определена просветность с торцов образцов. Определение просветности осуществлено с помощью фотосъемки торцов простреленных образцов моделей «крепь скважины» и с использованием компьютерной программы «Анализ трещин», разработанной в лаборатории ООО БСК «РИНАКО». Данные расчетов отражены в таблице 2.

Из таблицы 2 видно:

- глубина канала в моделях «крепь скважины-пласт» наибольшая при стрельбе без давления;
- наибольшее трещинообразование ($s = 12,72\%$ и $14,66\%$) наблюдается у цементного камня рецептур I и II. Дополнительное армирование в рецептуре II не привело к уменьшению трещин;
- наименьшее трещинообразование ($s = 1,56\%$ и $6,94\%$) у рецептур III, V и VII с плотностью цементного камня $1,63-1,65 \text{ г/см}^3$ с естественным воздухововлечением;
- цементный камень с низкой плотностью IV и VI без дополнительного армирования не снижает величину просветности на торце цементного камня ($s = 11,95\%$ и $12,26\%$, соответственно).

В таблице 3 приводятся значения глубин проникновения кумулятивной струи в комбинированные мишени (модели «продуктивный пласт» и модели «крепь скважины» –

ТАБЛИЦА 3. Параметры пробития комбинированных мишеней без имитации цементного кольца и с имитацией цементного кольца

№ этапа	№ п/п	К-во зарядов	Давление в СВД, МПа	Прочность мишени на сжатие, МПа	Масса ВВ заряда, г	Глубина канала, мм	Толщина модели «КС», мм	Ср. глубина канала, мм
I	1	один	20	53	9,5	230	-	228
	2	пара	20	53	9,5	240 и 250	-	
	3	пара	20	53	9,5	200 и 220	-	
II	4	пара	10	37	8,5	205 и 190	30	208
	5	один	10	37	8,5	170	30	
	6	пара	10	37	8,5	175 и 190	30	
	7	один	10	37	8,5	185	30	
	8	пара	10	37	8,5	180 и 160	30	
	9	пара	10	37	8,5	160 и 165	30	

I – без имитации крепи скважины; II – с имитацией крепи скважины. ВВ – взрывчатое вещество, «КС» – «крепь скважины».

РИС. 8. Негативы фотографий образцов А и В, простреленных одним и парой зарядов и вид трещинообразования соответственно для них

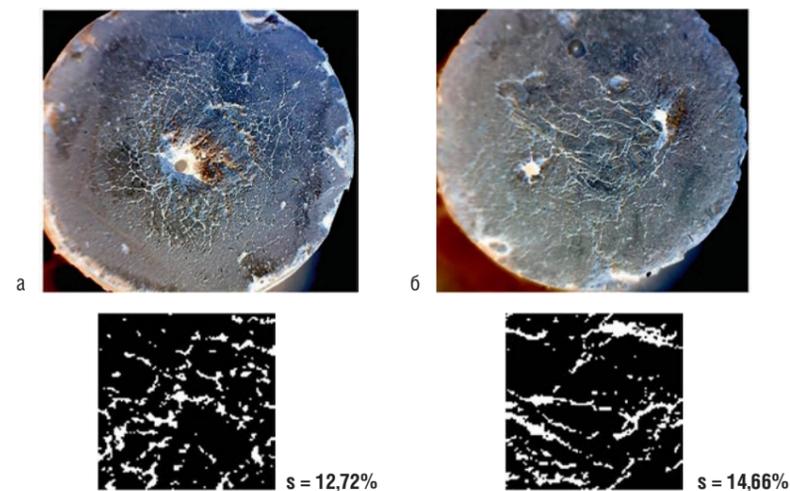
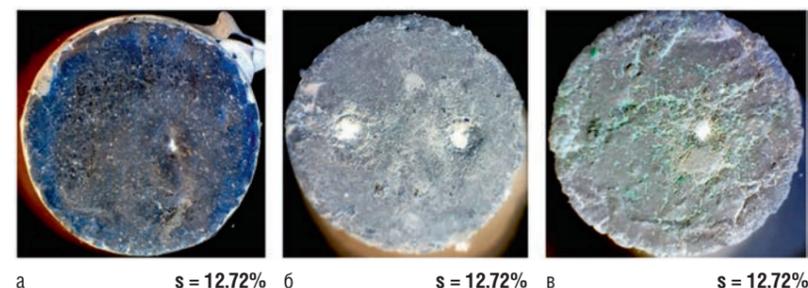


РИС. 9. Негативы фотографий поверхности цементного камня моделей «крепь скважины» О, Е и Д, простреленных одним и парой зарядов, а (образец О), б (образец Е), в (образец Д)



пласт»). Средняя глубина канала в эксперименте 1 превышает глубину канала в эксперименте 2 на 9,6 %. Средние значения глубины каналов практически соизмеримы друг с другом и в первом и во втором эксперименте, т.е. состав крепи

скважин практически не влияет на глубину перфорационного канала. Обработка фотографий моделей «крепь скважины». На негативе фотографий (рис. 8) поверхностей образцов А и В,

изготовленных из цемента марки «С», просматривается система трещин. На фотографиях видно, что после прострела одним зарядом сеть трещин распространяется вокруг полученного отверстия (рис. 8а).

При простреливании мишени парой зарядов сеть трещин по большей части концентрируется между отверстиями перфорации (рис. 8б). При этом значения просветности на поверхностях торцов моделей «крепь скважины» в данном случае примерно одинаковы, как на образце с одним отверстием, так и на образце с парой отверстий.

На негативе фотографий (рис. 9) моделей «крепь скважины» О, Е и Д видно, что система трещин значительно меньше развита от воздействия ВВ, по сравнению с моделями А и В.

Дополнительное армирование фиброй образцов (образец О) с плотностью цементного камня 1,63 – 1,65 г/см³ приводит к снижению количества трещин. Крупных трещин не наблюдается.

Анализ рисунка 8 показывает, что использование перфосистемы «Спарка» не вызывает дополнительного трещинообразования в армированном цементном камне плотностью 1,63–1,65 г/см³.

Выводы:

1. Экспериментально, при повышенных давлениях, показано преимущество использования перфосистемы «Спарка»

по сравнению со штатными перфораторами.

2. Подтверждено, что при использовании перфосистемы «Спарка» в образцах, моделирующих продуктивный пласт, образуется дополнительная сеть трещин, связывающая каналы перфорации между собой в отличие от моделей «крепь скважины» с пеноцементом.
3. Наибольшее трещинообразование после перфорации наблюдается у цементного камня рецептуры I и II (марка «С»). Дополнительное армирование в рецептуре II не приводит к уменьшению распространения трещин.
4. Использование перфосистемы «Спарка» не вызывает дополнительного трещинообразования в армированном пеноцементном камне плотностью 1,65 г/см³,

моделирующего составную часть крепи скважины.

5. Наименьшее трещинообразование после перфорации у образцов с рецептурой III, V и VII с плотностью пеноцементного камня 1.65 – 1,63 г/см³, с естественным воздухововлечением. ●

Литература

1. Василенко И.Р. Особенности технологии крепления эксплуатационных колонн на многопластовых месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. – Автореф. дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002.
2. Василенко И.Р., Балаба В.И. Технология повышения надежности крепи скважин в сложных горно-геологических условиях. Международная конференция «Молодые ученые – науке, технологиям и профессиональному образованию для устойчивого развития: проблемы и новые решения» //Сб. науч. докладов и тезисов. – М.: Изд-во АМИ, 1999, Ч. 2. – С. 65–66.

3. Василенко И.Р., Сенатов В.В. Повышение качества крепи скважин в осложненных условиях Р-С залежи Усинского месторождения //Бурение и нефть. – 2010. – №12. – С. 32–34.
4. Промышленная безопасность строительства и реконструкции скважин /В.И. Балаба, И.Р. Василенко, А.И. Владимиров [и др.]. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2006. – 456 с.
5. Способ вскрытия пласта кумулятивными зарядами: пат. 2493357 Рос. Федерация: МПК51 Е 21 В 43/117 / Ликатов А.Р., Меркулов А.А., Шепель К.Ю. и др.; заявитель и патентообладатель ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика». – № 2012114231/03; заявл. 12.04.2012; опубл. 20.09.2013 Бюл. № 26. – 10 с.
6. Ликатов А.Р., Шепель К.Ю., Исаев В.И., Сафарханова Л.И. Способ и модель вторичного вскрытия пласта перфорацией // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – №3. – С. 51–55.
7. Шепель К.Ю., Исаев В.И., Ликатов А.Р., Стаценко Е.О. Исследование структуры между каналами перфорации на универсальном компьютерном томографе // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2013. – №2. – С. 48–51.

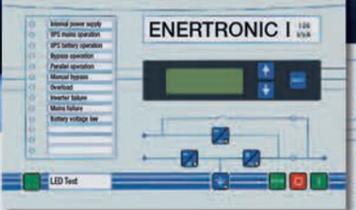
KEY WORDS: cumulative perforation, support of well, stone, shaped charge, rock, crack, X-ray tomography, perforation, well.



Российская компания БЕННИНГ и ее Домодедовский завод – один из отечественных лидеров в производстве систем надежного электропитания для нефтегазового комплекса








БЕННИНГ ПАУЭР ЭЛЕКТРОНИКС ООО, Москва 142000, Московская область, г. Домодедово, микрорайон Северный, владение «Беннинг», стр. 1
 Телефон (495) 967-6850, Факс 967-68-51
 E-mail benning@benning.ru Internet www.benning.ru

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ БЫСТРОГО РАЗВИТИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ПОЛУЧАТЬ И АНАЛИЗИРОВАТЬ ВСЕ БОЛЕЕ ДЕТАЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О ПЛАСТАХ И ОСОБЕННОСТЯХ СТВОЛОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ, А ТАКЖЕ ТЕНДЕНЦИЙ К РАЗРАБОТКЕ ВСЕ БОЛЕЕ СЛОЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, У НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПОЯВЛЯЕТСЯ ВСЕ БОЛЬШЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И МАКСИМАЛЬНО РАСКРЫВАЕТСЯ СУЩЕСТВУЮЩИЙ ПОТЕНЦИАЛ. ВЛАДЕНИЕ КАК МОЖНО БОЛЕЕ ТОЧНОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ И ОПЕРАТИВНЫЕ СПОСОБЫ ЕЕ ПОЛУЧЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СТАНОВЯТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ ВОСТРЕБОВАННЫМИ И ЦЕННЫМИ ДЛЯ ОПЕРАТОРОВ ПО ВСЕМУ МИРУ

RAPID DEVELOPMENT OF NEW TECHNOLOGIES FOR OBTAINING AND ANALYSING INCREASINGLY DETAILED INFORMATION ON FORMATIONS AND WELLS, INCLUDING IN REAL TIME, AND GROWING COMPLEXITY OF FIELDS GIVE WIRELINE SERVICES AND GEOPHYSICAL LOGGING EVER EXPANDING OPPORTUNITIES FOR DEVELOPMENT. THE ACCURACY OF INFORMATION AND EFFICIENT ACQUISITION PROCESS ARE IN HIGHEST DEMAND AMONG OPERATORS ALL OVER THE WORLD

Ключевые слова: нефтяные месторождения, геофизическое исследование скважин, конструкция скважин.

Сергей Турлаев,
операционный руководитель,
департамент Геофизические
исследования скважин,
Weatherford Россия

Руслан Гордеев,
менеджер по продажам
и развитию бизнеса,
департамент Геофизические
исследования скважин,
Weatherford Россия

При постепенно усложняющихся конструкциях скважин – появлении наклонных, s-образных или «извилистых» стволов – в арсенале многих геофизических предприятий сокращается инструментарий для проведения работ безопасным образом.

При работе в необсаженном стволе все чаще эксперты рекомендуют использование аппаратуры семейства **Compact™**, серию малогабаритных приборов, чьей важной особенностью является не только компактность, но и надежность и высокое качество регистрируемых данных – их эффективность наработки на отказ, подтверждаемая статистикой, превышает 98%

В состав инструментов серии Compact включены методы нейтрон-нейтронного, литоплотностного, акустического, интегрального и спектрометрического гамма-каротажа, многозондового индукционного, двойного бокового, микробокового каротажа, микрокаротажа, гидродинамического каротажа, кросс-дипольного акустического каротажа и электрический микроимиджер. С помощью таких приборов возможно проведение спускоподъемных операций через буровой инструмент с использованием любого типа каротажного кабеля

(1-, 3- и 7-жильного), а также осуществление исследований в автономном режиме: на проволоке, на бурильных и насосно-компрессорных трубах (НКТ), гибких НКТ, с использованием скважинного трактора.

Кроме того, существует и практически универсальный комплекс доставки приборов на забой скважины под общим названием Assure™, в состав которого в общей сложности входят 10 способов доставки, и это помогает получить данные практически в любых стволах без ограничений по конструкции. Столь большой выбор методов доставки стал возможным, в том числе и благодаря уникально малому диаметру упомянутых выше приборов серии Compact, чей размер – всего 57 мм – и способность работать при давлении до 103 МПа и температурах вплоть до 150–160°C в стволах диаметром

УДК 650.832

от 70 до 400 мм позволяет эффективно использовать их для проведения высококачественных и информативных ГИС.

Еще одной передовой разработкой в сфере методов доставки можно назвать и Compact Drop-Off, или каротаж с зацепом. Эта технология сейчас проходит опробование на территории России, и имеет отличные перспективы для применения наряду с классическими методами доставки. Она обеспечивает одновременно быструю транспортировку на кабеле и безопасность проведения каротажа на трубах.

и после его очистки компоновка бурильных труб приподнимается на длину сборки геофизических приборов, которая затем на кабеле спускается внутри бурильных труб, выходит в открытый ствол и верхней частью оставляется на посадочном кольце, установленном в КНБК. После чего кабель полностью извлекается из скважины, а запись данных идет при подъеме бурильных труб в память сборки геофизических приборов. По окончании записи оперативно спускается кабель со специальным наконечником, а приборы извлекаются из трубы.

Технология **Compact Drop-Off** обеспечивает одновременно быструю транспортировку на кабеле и безопасность проведения каротажа на трубах

Технологически сложные участки скважины проходят компоновкой бурильных труб с циркуляцией, вращением и расхаживанием, совмещая все это с возможностью установки в КНБК специального долота или расширителя для одновременной подготовки скважины к спуску обсадной колонны. По достижении забоя

В итоге скважина будет готова к дальнейшим работам без каких-либо задержек со стороны геофизиков.

Область применения этой перспективной технологии – S-образные скважины с несколькими S-секциями, где затруднено проведение ГИС через воронку, а также скважины с нестабильным стволом и другими осложнениями. При этом угол наклона скважины может достигать 70 градусов.

Новым прибором, но с хорошей родословной, можно назвать пластоиспытатель с функцией отбора проб (MFT-D), который представляет собой следующий шаг в развитии прибора гидродинамического каротажа MFT, предназначенного для разведочных и эксплуатационных скважин. Основные его преимущества – надежность, простота конструкции и, как результат, минимальные затраты на исследования. В этом году в Сибири специалистами Weatherford уже была успешно опробована технология доставки этого прибора через воронку оснащаемых разрезным переводником бурильных труб, спущенных в кровлю исследуемого пласта, что позволяет даже в случае «прихвата» башмака пробоотборника к стенке скважины легко и безаварийно освободить его доспуском колонны бурильных труб на несколько метров. Помимо возможности замеров пластового давления с регистрацией кривых падения и восстановления давления (КПД и КВД), прибор оснащен модулями откачки с анализаторами флюида и пробоотборниками с возможностью предварительного заполнения камер азотом. MFT-D надежно и безопасно обеспечивает гидравлический канал связи с пластовым флюидом, прижимая уплотнительный башмак пробоотборника с усилием до 900 кг к стенке скважины, оставляя в стволе остальную модульную сборку центрированной. Регистрация данных идет на поверхности в режиме реального времени.



Откачивая фильтрат бурового раствора до получения требуемых параметров, прибор позволяет отобрать до трех PVT-проб за одну СПО. На основе полученных им данных определяется пластовое давление, проницаемость, свойства флюида и характер насыщения, а также положение контактов. Благодаря наружному диаметру 61 мм пробоотборник MFT-D способен выполнять измерения и производить отбор образцов пластового флюида в осложненных скважинах диаметром от 74 до 356 мм и через буровые трубы с минимальным проходным диаметром от 74 мм. Продолжительность открытия и закрытия прижимного устройства прибора в скважине диаметром 216 мм составляет всего 15 секунд, что позволяет существенно экономить время работы буровой.

Отдельного внимания заслуживают и поистине инновационные разработки, существующие в отрасли. К таковым можно отнести технологии ГИС, которые позволяют повысить информативность и упростить производственные процессы, связанные с проведением исследований при выполнении внутрискважинных ремонтных, а также ловильных и ремонтно-изоляционных работ.

Благодаря широкой палитре решаемых задач комплекс SecureView®, новинка 2015 года, в состоянии оперативно и в полном объеме предоставить информацию по техническому состоянию скважины для принятия взвешенных и обоснованных решений, а также для проведения оптимальных мероприятий с целью дальнейшей безопасной и эффективной работы. Он позволяет оценить состояние створа скважины; провести инспекцию и диагностику обсадной колонны (ОК) с выявлением внутренних и

РИС. 1. Геофизические инструменты комплекса SecureView®

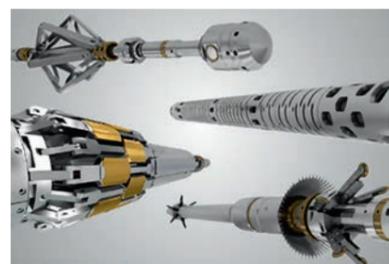
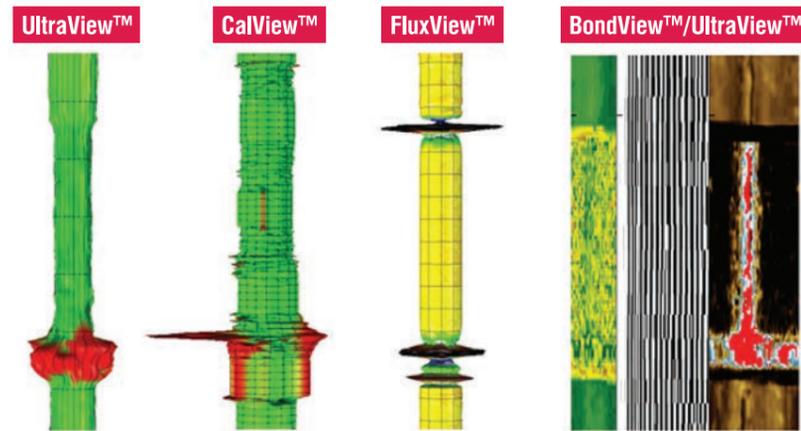


РИС. 2. Визуализация данных комплекса SecureView®



наружных повреждений и анализом толщины ее стенок; подготовить 3D визуализацию колонны и составить сводку дефектов по каждому соединению; а также оценить качества цементации, в том числе азрированного цемента (пеноцемента).

Эффективность комплекса уже доказана рядом проектов. Так, применение SecureView в сланцевой скважине на юге Техаса, в которой муфта обсадной колонны

- Ультразвуковой радиальный сканнер UltraView™
- Сканер по определению состояния обсадной колонны FluxView™
- Многосенсорный калверномер CalView™
- Прибор акустического контроля цементирования BondView™
- Интерактивные программы обработки и визуализации TVision и CITVision

SecureView® компании Weatherford позволяет в полном объеме оценить техническое состояние колонны и дать четкое представление о качестве цементации (и пеноцемента), чья оценка традиционными методами подчас крайне затруднена

после ГРП поднялась на несколько футов, позволило оператору получить и интерпретировать данные по состоянию цементного кольца по всей продуктивной части разреза, найти зазор между обсадными трубами, подтвердить его расположение и определить масштаб проблемы. Благодаря точности диагностики заказчик смог устранить дефекты еще до старта добычи, и это позволило ему существенно сэкономить средства и сократить общую продолжительность работ.

Стоит отметить, что технологически эффективность работы комплекса SecureView обеспечивается за счет использования скважинной аппаратуры, разработанной компанией Weatherford, в составе:

В качестве уже многократно проверенных технологических решений, используемых при проведении внутрискважинных работ, можно назвать радиальный плазменный труборез RCT™. Он применяется для резки насосно-компрессорных труб, колонн, буровых труб и гибких НКТ. Операция резки превосходит по качеству и технике безопасности химический труборез, поскольку в RCT не используются высокотоксичные химические реагенты, а также и взрывчатые вещества. Рабочим материалом служит специально подобранная порошкообразная смесь металлов. Принцип действия очень похож на автогенную резку труб и продолжается в течение 25 миллисекунд.

За последние годы только в России было выполнено свыше 20 операций с применением данного оборудования и при этом со 100% успешностью.

Например, в 2013 году использование радиального плазменного трубореза и плазменного пробойника для НКТ на месторождении в Новом Уренгое позволило восстановить циркуляцию в скважине и разрезать НКТ, тем самым сократив НПВ и повысив уровень безопасности работ.

В 2014 году плазменный труборез применили при проведении сложных внутрискважинных работ в высокотемпературных газоконденсатных скважинах Адыгеи при устранении аварий, связанных с прихватом внутрискважинной компоновки.

Использование плазменного трубореза RCT позволяет быстро и надёжно отрезать буровую трубу в скважине с сохранением номинального диаметра, а также избежать дополнительных работ по фрезерованию трубы после торпедирования и сэкономить время и деньги.

Для изоляции интервалов при проведении внутрискважинных работ хороши расширяемые системы пробок (НПИ), или пробки с высоким коэффициентом расширения и принудительным

РИС. 3. Отрезанная с помощью RCT™ буровая труба



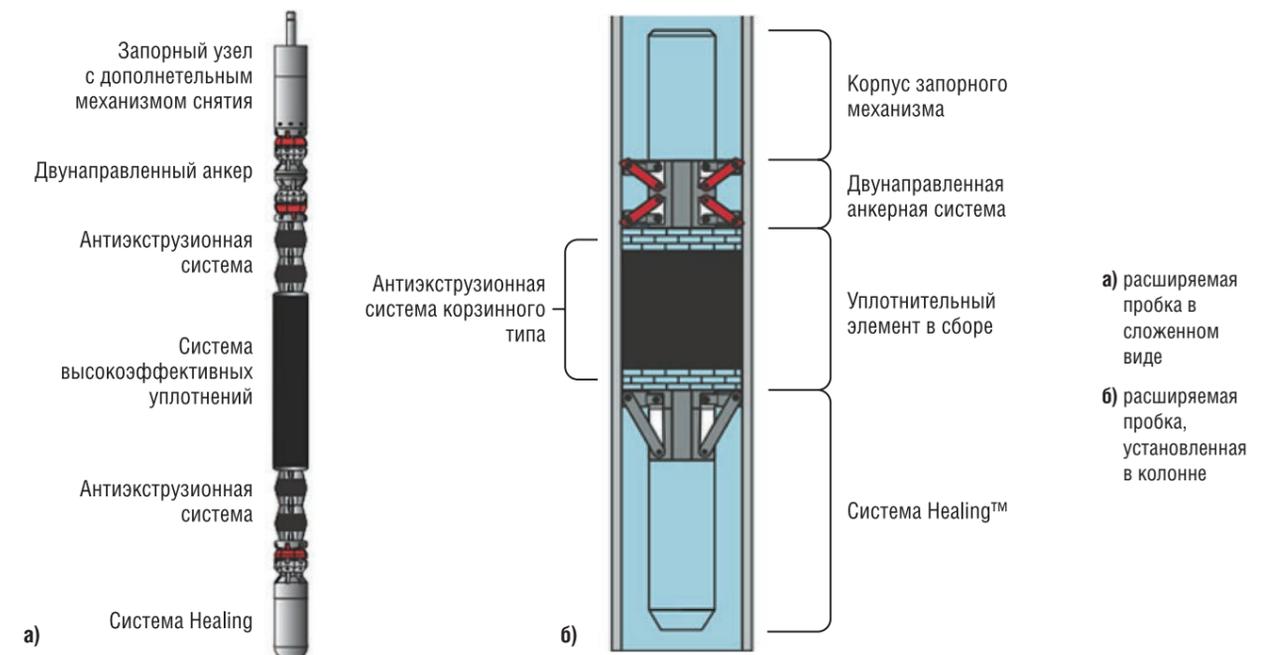
уплотнением, предназначенные для прохождения через сужения и установки в обсадной колонне, диаметр которой может превышать исходный размер пробки в 3,5 раза. При этом их установка может производиться в скважинах под давлением как на геофизическом кабеле, жёстком кабеле, так и на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ).

Расширяемые системы пробок позволяют на геофизическом кабеле изолировать интервалы водопроявлений и места негерметичности колонны без необходимости глушения скважины и проведения ремонтно-изоляционных работ. Подобная технология способнакратно экономить время и средства, необходимые для проведения работ общепринятыми в отрасли методами.

Все указанные технологии и инструменты активно и успешно применяются подразделением ГИС компании Weatherford. Благодаря эффективности предлагаемых технологических решений, надёжному и высокоточному оборудованию, причем преимущественно разработанному собственными научно-производственными центрами компании, качеству услуг и способности выполнять производственные задачи различного уровня сложности Weatherford за сравнительно непродолжительный период времени стал одним из лидеров отрасли в этом сегменте. Подтверждением чему могут служить солидные юбилеи: в этом году глобальное подразделение Геофизические исследования скважин, чей флот из 700 каротажных подъемников ежегодно выполняет свыше 37000 СПО в 71 стране мира, отмечает 45-летие, а региональный департамент – 10-летие работы в России. За годы работы на отечественном рынке компания заслужила репутацию надежного партнера, в портфеле постоянных заказчиков которого крупные нефтегазовые операторы, для которых в Российской Федерации в общей сложности было проведено уже свыше 1000 высокотехнологичных операций. ●

KEY WORDS: oil & gas field, geophysical research of wells, well design.

РИС. 4. Схематическое изображение расширяемой пробки



ИСКУССТВО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Индивидуальное конструирование блочно-модульного оборудования в нефтегазовой отрасли



СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕМОНТ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ОСНОВАНО СЕГОДНЯ НА ПОВЫШЕННЫХ ТРЕБОВАНИЯХ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ. ПРОЕКТИРОВЩИКИ, КАК ПРАВИЛО, ИСХОДЯТ ИЗ ТОГО, ЧТО ИНЖЕНЕРНАЯ ЗАДАЧА МОЖЕТ РЕШАТЬСЯ НЕСКОЛЬКИМИ ТЕХНИЧЕСКИМИ СПОСОБАМИ. КАК ВЫБРАТЬ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЙ И ТЕХНИЧЕСКИ ГРАМОТНЫЙ ВАРИАНТ?

CURRENTLY, THE CONSTRUCTION, THE MAINTENANCE AND THE RECONSTRUCTION OF OIL AND GAS FACILITIES ARE BASED ON THE INCREASED DEMANDS TO DESIGNING. USUALLY, DESIGNERS PROCEED FROM THE FACT THAT THERE ARE SEVERAL WAYS FOR THE SOLVING OF ENGINEERING CHALLENGE. THE QUESTION IS HOW TO CHOOSE THE MOST EFFICIENT AND TECHNICALLY COMPETENT OPTION

Ключевые слова: блочно-модульное оборудование, проектирование, реконструкция и ремонт оборудования, нефтегазовый комплекс.

А.А. Крамской,
генеральный директор
ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

А.Ю. Шур,
генеральный директор
ООО «БелгородЭНЕРГАЗ»

Варианты инженерных решений имеют разную величину затрат на строительство и эксплуатацию, разброс показателей надежности и безопасности. При этом каждый проектант при разработке компоновочного решения стремится гарантировать надежное функционирование и экономическую эффективность системы.

Очевидно и то, что многократно повторяющиеся проектные решения необходимо совершенствовать. Технические находки прошлого тысячелетия нерационально использовать в современных проектах. Улучшение и обновление технических решений от проекта к проекту – это веяние времени. И пусть скептики утверждают, что лучшее – это враг хорошего,

оптимисты все-таки настаивают, что для совершенства нет предела. Результат такого профессионального подхода к делу, как правило, заключается в отсутствии у заказчика замечаний по проекту.

БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – КОМПАКТНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Все более популярным проектным решением становится блочно-модульное исполнение для размещения технологического оборудования определенного назначения. Такое оборудование (фото вверху) поставляется как единый комплекс с необходимыми чертежами и детализировками.

Блочно-модульное решение позволяет «не изобретать велосипед» при проектировании помещения, выборе и размещении технологического и другого оборудования. Проект сводится к оптимальной трубопроводной обвязке на территории строительной площадки, подключению трубопроводов и электросети к блочно-модульной установке.

Для монтажа предельно компактного и мобильного блока-модуля не требуется капитального строительства. Необходима лишь подготовка фундамента, способного выдерживать статические нагрузки от конструкции. Соответственно, значительно экономится время, ресурсы и бюджет, а качество и надёжность проектных решений возрастает.

Для компании-заказчика преимущество использования технологического оборудования в блочно-модульном исполнении проявляется, прежде всего, при строительстве нового производства. В этом случае исключается часть проекта по размещению оборудования, вентиляции, обогреву, освещённости, взрыво- и пожарозащищённости и др. По всем этим вопросам отпадает необходимость прохождения сертификационных испытаний и согласования с контролирующими органами. Таким образом, все, что связано с безопасностью и качеством продукции, берёт на себя поставщик блочно-модульного оборудования.

Еще одним важным преимуществом модульных конструкций является их производство за пределами строительной площадки, непосредственно на заводе-изготовителе. Здесь процесс изготовления и цеховых испытаний блочно-модульного оборудования полностью оптимизирован и наиболее эффективен по затратам времени, качеству, специализации и квалификации инженерного персонала.



ФОТО 1. Компрессорные установки Биттемского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз») для транспортировки ПНГ

Самое широкое применение находят блочно-модульные установки подготовки газа. Среди них компрессорные установки (КУ, фото 1) для подготовки попутного нефтяного газа к дальнейшей транспортировке. К ним относятся и вакуумные компрессорные станции (ВКС), которые работают с низконапорным газом. Особое место занимают установки подготовки топливного газа (УПТГ, фото 2) для газотурбинных электростанций месторождений и



ФОТО 2. Установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» для ГТЭС-12 Игольско-Талового м/р (ОАО «Томскнефть»)

системы подготовки топливного и пускового газа (СПТПГ) для газоперекачивающих агрегатов.

Рассмотрим номенклатуру блочно-модульных установок подготовки газа на примере оборудования, поставляемого российской компанией ЭНЕРГАЗ.

Один из важнейших факторов успешного выполнения требований заказчика – индивидуальное проектирование. Всё оборудование разрабатывается с учетом области применения, условий эксплуатации, состава исходного газа, типа и характеристик сопряженного оборудования, специальных проектных условий.

При необходимости проводятся расчеты в специальной программе, позволяющей создать теоретическую модель поведения газа при заданных параметрах по температуре, давлению и компонентному составу.

В итоге, предлагаются несколько алгоритмов технического решения поставленных задач, из которых в процессе согласования с заказчиком выбирается оптимальный вариант – по степени сложности, срокам и стоимости реализации.

КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Компрессорные установки в блочно-модульном исполнении изготавливаются для эксплуатации в условиях УХЛ-1. Поставляются в максимальной степени заводской готовности, всё оборудование интегрировано на единой раме.

КУ оснащены автоматизированной системой управления, двухуровневой системой регулирования производительности, системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожаробнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение).

Компримирование ПНГ. Основные проблемы и пути их решения

Существуют общие критические особенности компримирования попутного нефтяного газа, которые необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации КУ: высокая температура точки росы газа, насыщенность газа жидкими

фракциями, низкое давление всасывания, изменения параметров газа (сезонные и технологические).

Здесь выделяются следующие основные проблемы:

- **Недостоверность состава газа.** При проектировании КУ необходимо иметь реальные, а не архивные параметры. Особое внимание уделяется анализу содержания в газе элементов С5+, воды, различных примесей. Компрессорные установки конструируются с достаточным резервом по диапазону регулирования температуры масла и газа. Для контроля за изменением параметров исходного газа КУ оснащаются измерителем температуры точки росы по воде и углеводородам и потоковым хроматографом для определения состава и теплотворной способности газа.
- **Заброс жидкости и нефти на вход в КУ.** Для решения этой проблемы все компрессорные установки, работающие с попутным газом, оборудуются входным двухступенчатым фильтром-скруббером с необходимым фильтрующим и сепарирующим ресурсом.
- **Забивание масляных фильтров.** В случаях забивания фильтров (при отсутствии механических загрязнений) проводится анализ сжимаемого газа с акцентом на побочные примеси, анализ температурных режимов работы КУ, используются промываемые металлические фильтры, применяются различные материалы фильтрующих элементов.
- **Низкая температура газа на выходе КУ.** В этой ситуации вместо прямого охлаждения масла в состав компрессорной установки включаются промежуточные теплоносители (жидкостные теплообменники). Для улучшения теплообмена используются концевые или промежуточные сепараторы, совмещенные с газоохладителями. Проектируется достаточный резерв в системе теплообмена. Выполняется максимально возможная осушка газа на входе в КУ.

При этом для каждой группы оборудования существуют особые сложности, решение которых требует индивидуального подхода.

Дожимные компрессорные установки низкого давления

Являются основой так называемых «малых» компрессорных станций, предназначенных для сбора и транспортировки низконапорного (0,01...0,4 МПа) попутного газа. Эти КУ (фото 3) надежно



ФОТО 3. КУ низкого давления в составе компрессорной станции Мурьяунского месторождения

функционируют с тяжелым газом плотностью до 3,0 кг/м³ и агрессивными газами с высоким содержанием соединений серы.

Большое количество жидких фракций в тяжелом газе приводит к образованию конденсата в винтовом компрессоре и разжижению масла в маслосистеме КУ. Эта проблема решается путем использования высокого температурного режима на нагнетании и точного подбора масла (как правило, с более высоким индексом вязкости).

Вакуумные компрессорные станции

Предназначены для компримирования ПНГ последних ступеней сепарации с давлением от 0,001 МПа. ВКС (фото 4) могут работать в режиме минимальной производительности – от 200 м³/ч, что позволяет применять их на небольших промыслах.



ФОТО 4. Вакуумная КС «ЭНЕРГАЗ» на Вынгапуровском промысле (ОАО «Газпромнефть-ННГ»)

Компримирование газа с давлением, близким к вакууму, сопряжено со следующими проблемами:

- 1) вследствие большой разницы в давлении на входе и на нагнетании давление газа сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод, это влечет «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер;
- 2) под действием вакуума в компрессорную станцию может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса.

Решением является оснащение входной арматуры ВКС быстродействующими пружинными отсекаателями с электромеханическими приводами. Компрессорные станции оборудуются также датчиками, контролирующими содержание кислорода в компримируемом газе.

Компрессорные установки в арктическом исполнении

Служат для компримирования газа в экстремальных северных условиях и на отдаленных, труднодоступных месторождениях. При производстве этих КУ используются специальные сплавы и антикоррозийные материалы, а также резервируются некоторые узлы и системы.



ФОТО 5. Компрессорная установка в арктическом исполнении

При конструировании обеспечивается свободное пространство внутри блок-модуля, необходимое для удобного обслуживания КУ (фото 5). Особое внимание уделяется правильной организации обогрева и теплоизоляции чувствительных элементов КУ во избежание их захлаживания.

ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОПОДГОТОВКИ

Компания ЭНЕРГАЗ осуществляет проектирование, производство и поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание многофункциональных систем газоподготовки и газоснабжения.

Установки подготовки топливного газа для ГТЭС месторождений

УПТГ «ЭНЕРГАЗ» (фото 6) применяются для комплексной подготовки попутного газа в качестве топлива для газотурбинных электростанций. Работают в широком диапазоне производительности (1...50 тыс. м³/ч), включают в себя, как правило, систему фильтрации, блок компримирования, систему нагрева газа.



ФОТО 6. УПТГ на открытой раме для ГТЭС Талаканского месторождения

Высокоэффективная система фильтрации состоит из входных сепараторов, оснащенных автоматической дренажной системой и насосом для откачки конденсата. Степень очистки газа от механических примесей и капельной влаги составляет 99,98% (для частиц размером более 10 мкм). Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих элементов. На выходе УПТГ устанавливаются фильтры тонкой очистки газа.

Блок компримирования выполнен на базе винтовых маслозаполненных компрессоров, которые сжимают топливный газ до давления, необходимого для нормальной работы турбин энергоблоков. Проектные параметры по температуре обеспечивают нагреватели газа. Всё оборудование УПТГ размещено на единой раме.

Системы подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов

СПТПГ обеспечивают топливным газом необходимой чистоты, давления и температуры газоперекачивающие агрегаты, действующие на месторождениях в составе дожимных компрессорных станций.

Представляют собой технологические установки максимальной заводской готовности. В состав СПТПГ входят: блок двухступенчатых сепараторов; узел дренажа конденсата; электрические подогреватели газа с функциями плавной регулировки мощности или блокировки нагрева в аварийных ситуациях, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

СПТПГ имеют разные варианты исполнения – во всепогодном укрытии или на открытой раме. Проектируются с учетом широкого диапазона температур окружающей среды. Назначенный ресурс (срок службы) – не менее 25 лет.

Специализированное оборудование

Применяется при решении узкоспециальных задач газоподготовки. Может функционировать автономно или включаться в состав комплексных систем для расширения их функциональных возможностей, повышения надежности и эффективности технологических процессов. Эта группа оборудования включает:

- установки сероочистки – абсорбционные и адсорбционные;
- блоки осушки газа – абсорбционные и адсорбционные (фото 7), рефрижераторные, мембранные;



ФОТО 7. Адсорбционный осушитель газа на ЦПС Западно-Мугулторского месторождения



ФОТО 8. Рефрижераторная установка газоохлаждения в составе системы подготовки ПНГ

- узлы коммерческого и технологического учета газа, расходомеры;
- установки газоохлаждения – воздушные и рефрижераторные (фото 8);
- пробкоуловители и системы сжижения газа;
- газовые ресиверы и коллекторы.

Компактные модульные установки газоподготовки и компримирования от компании ЭНЕРГАЗ адаптируются к условиям эксплуатации, модифицируются и комплектуются с учетом состава исходного газа, условий добычи и транспортировки углеводородов.

Благодаря накопленному опыту и использованию современных технологий ЭНЕРГАЗ предлагает комплекты оборудования в блочно-модульном исполнении с учетом особенностей конкретного объекта, без увеличения стоимости «за индивидуальный подход».

Надёжность предлагаемой продукции подтверждена её интенсивной эксплуатацией не только в России, но и в других странах – в разных климатических условиях, включая экстремальные. На сегодняшний день в активе компании 110 проектов, в рамках которых действуют 220 установок.

KEY WORDS: *modular equipment design, reconstruction and repair of the equipment, the oil and gas industry.*

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energaz.ru
www.energaz.ru

ООО «ПФ БОРАКС»

новое имя на рынке производителей бурового оборудования



ПЕРВЫЙ ЭЛЕКТРОБУР БЫЛ СОЗДАН В СОВЕТСКОМ СОЮЗЕ В 1938–1940 г., КОТОРЫМ ПРОБУРИЛИ СКВАЖИНУ ГЛУБИНОЙ 1468 м НА БАКИНСКОМ ПРОМЫСЛЕ «АЗИЗБЕКОВ-НЕФТЬ». В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ЭЛЕКТРОБУРЫ УСПЕШНО ПРИМЕНЯЮТ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. КАКИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КОМПАНИИ ПРОИЗВОДЯТ СЕГОДНЯ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ И КАКИМИ КОНКУРЕНТНЫМИ ПРЕИМУЩЕСТВАМИ ОБЛАДАЕТ ИХ ПРОДУКЦИЯ?

THE FIRST ELECTRO-DRILL WAS CREATED IN THE SOVIET UNION IN 1938–1940, WHICH DRILLED A WELL 1468 M DEPTH IN BAKU "AZIZBEKOV-OIL". CURRENTLY ELECTRO-DRILLS SUCCESSFULLY USED FOR DRILLING DEVIATED WELLS IN DIFFICULT GEOLOGICAL CONDITIONS. WHAT DOMESTIC COMPANIES PRODUCE NOWADAYS DOWNHOLE MOTORS AND WHAT COMPETITIVE ADVANTAGES OF THEIR PRODUCTS?

Ключевые слова: буровое оборудование, забойные двигатели, переливные и обратные клапаны, бурение нефтяных и газовых скважин.

**Заклевская
Татьяна Сергеевна,
Генеральный
директор
ООО «ПФ БОРАКС»**

«Производственная фирма БОРАКС» – это новое имя с историей, на рынке производителей бурового оборудования. Изначально компания являлась производителем забойных двигателей собственной конструкции для узкого круга потребителей и не заявляла о себе на рынке бурового оборудования. В то время единственным видом деятельности было производство шпиндельных секций. Основными покупателями «ПФ БОРАКС» являлись и являются лидирующие компании, предоставляющие услуги по аренде забойных двигателей

и позиционирующие себя как самостоятельные производители. Винтовые забойные двигатели «БОРАКС» и в настоящее время активно применяются при бурении огромного количества скважин в России и Ближнем зарубежье.

Основными видами деятельности компании являются производство забойных двигателей, переливных и обратных клапанов, щелевых фильтров, а также такие услуги как сервисное обслуживание забойных двигателей, модернизация забойных двигателей, производство и поставки отдельных комплектующих и узлов забойных двигателей.

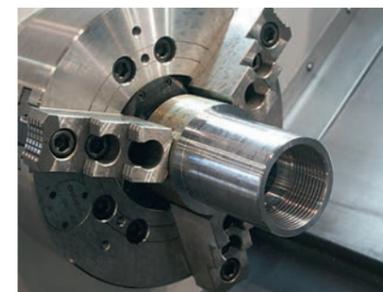
УДК 621.31



При бурении нефтяных и газовых скважин долото приводится во вращение забойными двигателями, расположенными непосредственно в нижней части буровой колонны. Гидравлические и электрические забойные двигатели, преобразуют гидравлическую энергию бурового раствора и электрическую энергию в механическую на выходном валу двигателя.

Преимущества забойных двигателей ООО «ПФ БОРАКС»:

- высокий межремонтный период
- использование в конструкции современных радиальных твердосплавных опор обеспечивает более длительную, бесперебойную эксплуатацию двигателей



- использование в конструкции современных укороченных осевых подшипников позволяет обеспечить при производстве двигателя укороченное нижнее плечо между долотом и регулятором угла
- более прочные, в сравнении с обычными конструкциями, вал шпинделя и карданный вал, за счет увеличения их диаметров обеспечивают более длительный срок службы
- короткое нижнее плечо обеспечивает более высокую интенсивность набора угла при проводке ствола скважины и беспрепятственные спуско-подъемные операции с максимальным углом перекоса на регуляторе угла
- два противоаварийных узла, расположенных в верхней и нижней частях двигателей, позволяют, в случае аварии, произвести полный подъем двигателя и долота с забоя скважины без оставления деталей в скважине
- оснащение двигателей импортными рабочими парами производства лидирующих компаний-производителей двигательных секций

- усиленные корпусные резьбы, позволяют обеспечить повышенный момент затяжки резьб, увеличенную усталостную выносливость и снижают вероятность поломки или отворота резьбового соединения
- простота конструкции обеспечивает оперативность и безошибочность производства ремонтов двигателей ООО «ПФ БОРАКС»

Постоянный мониторинг и анализ эксплуатации произведенного оборудования позволяет создавать все более совершенные конструкции забойных двигателей, отвечающих требованиям новых конструкций долот, методам бурения и управления траекторией ствола скважины.

На все виды выпускаемой продукции имеются сертификаты и разрешения. ●

KEY WORDS: drilling equipment, downhole motors, overflow and non-return valves, drilling of oil and gas wells.

ООО «ПФ БОРАКС»
614022, г. Пермь, ул. Мира, 45-70
Тел.: 8 (342) 293-54-69;
www.pfboraks.ru

АЗОТНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Снижение затрат при приобретении и эксплуатации

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЗОТА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДАЕТ НЕМАЛЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ЗА СЧЕТ БОЛЬШЕЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ СКВАЖИН – ДО 3-Х РАЗ, МЕНЬШЕЙ ОПАСНОСТИ ПРОВОДИМЫХ РАБОТ И МЕНЬШЕГО КОЛИЧЕСТВА ИСПОЛЪЗУЕМЫХ АГРЕГАТОВ И ПЕРСОНАЛА. КРОМЕ ТОГО ЗАЧАСТУЮ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗООБРАЗНОГО ИЛИ УВЛАЖНЕННОГО АЗОТА ПОЗВОЛЯЕТ ИЗБЕГАТЬ ПОЛОМОК ОБОРУДОВАНИЯ, УВЕЛИЧИВАТЬ СРОК ЕГО СЛУЖБЫ СВЕСТИ К МИНИМУМУ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПЛАСТА

THE USE OF NITROGEN DURING THE OPERATION OF OIL AND GAS FIELDS GIVES A CONSIDERABLE ECONOMIC IMPACT DUE TO THE GREATER SPEED DRILLING OF WELLS UP TO 3 TIMES LESS THAN THE RISK OF THE OPERATIONS AND A SMALLER NUMBER OF UNITS AND PERSONNEL. USING GAS OR HUMIDIFIED NITROGEN OFTEN AVOIDS BREAKDOWNS OF EQUIPMENT, INCREASE ITS SERVICE LIFE TO MINIMIZE THE FORMATION DAMAGE

Ключевые слова: газовое бурение, азотные комплексы, нефтегазовые месторождения, увеличение срока службы оборудования.



Галинов Яков Михайлович,
Директор по стратегическому развитию ООО «Колтэко»

Одним из важнейших преимуществ газового бурения с использованием азота является снижение до минимума вероятности взрыва и, соответственно, может снизить требования к компримированию.

Для газового бурения азотом используются азотные комплексы, состоящие из азотной установки и криогенной ёмкости. Азотная установка преобразует сжиженный азот в газообразное состояние путем регенерации тепла и при помощи компрессоров закачивает газ в скважину. Криогенная ёмкость, представляющая собой «термос» служит для хранения жидкого азота и, обычно, рассчитана на 13–16 куб. м.

Азотные установки используются при обслуживании нефтяных и газовых месторождений достаточно давно и к их созданию производители подходят двумя путями.

Первый – это монтаж всей установки на одном шасси. Обычно это мощное пятиосное

шасси. Такие установки имеют существенный недостаток – они дороги. Дороги в приобретении, поскольку многоосное мощное шасси имеет высокую цену. И в эксплуатации – азотный комплекс получается негабаритным и требует приобретения разрешения для передвижения по дорогам общего пользования. Кроме того большой размер и масса такого транспортного средства значительно ограничивает его маневренность и проходимость по слабым грунтам.

Снижение затрат – один из способов повышения эффективности, а в период кризиса экономия становится определяющим фактором при выборе оборудования. Естественно экономия без потери качества. И именно этот путь – экономии без потери качества – выбрали ООО «Колтэко» совместно с «Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd».

Используя производственные мощности «Пермского завода

УДК 722.276

ФОТО 1. Чертежи азотного комплекса на базе двух шасси КАМАЗ-65224

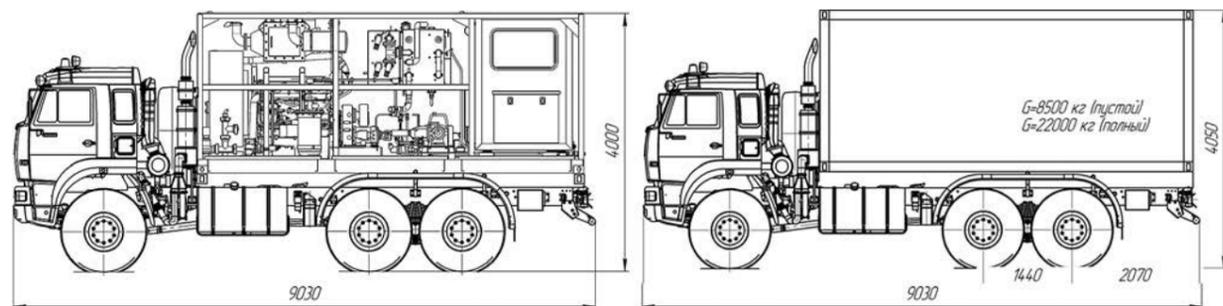
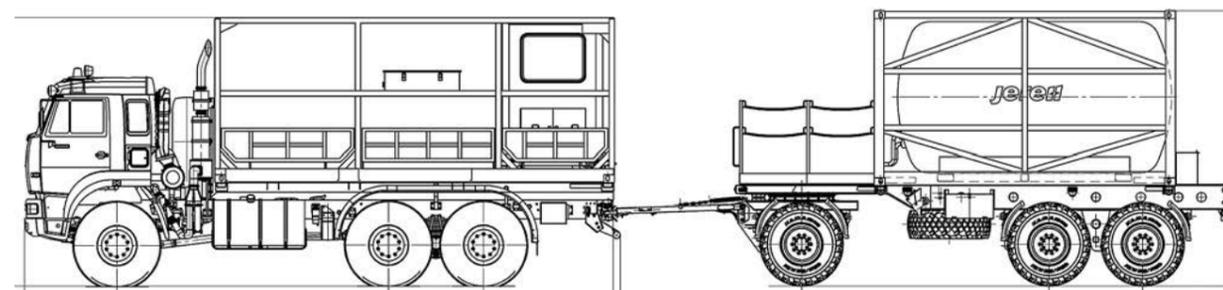


ФОТО 2. Чертеж азотного комплекса на базе шасси КАМАЗ-65224 и прицепа ПЗГТ



грузовой техники» ООО «Колтэко» совместно с «Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd» начали выпуск азотных комплексов на шасси отечественных грузовиков высокой проходимости «КАМАЗ» с использованием прицепного шасси ПЗГТ.

Таким образом, нефтесервисным и нефтепромышленным компаниям предлагаются два варианта азотных комплексов.

Один вариант – это жидко-азотный комплекс на двух шасси КАМАЗ, имеющих колесную формулу 6х6. На одном шасси базируется азотная установка, на другом – криогенная ёмкость.

Преимущества данного варианта заключаются в следующем:

- достаточно невысокая стоимость комплекса;
- высокая манёвренность и проходимость – каждая из машин является «вездеходом»;
- удобство эксплуатации;
- экономичность, в том числе и по тому, что автомобили допускаются к проезду по дорогам общего пользования;
- высокая оборачиваемость.

Другой вариант – ещё более выгодный по цене – когда азотный агрегат базируется на шасси КАМАЗ с колесной формулой 6х6, а криогенная ёмкость на шасси трёхосных прицепов ПЗГТ. В этом случае экономия ещё более ощутима, ведь стоимость шасси прицепа ниже, чем стоимость шасси автомобиля.

Преимущества данного варианта исполнения азотного комплекса:

- низкая цена;
- высокая манёвренность и проходимость, она чуть ниже, чем у варианта на двух автомобильных шасси, но всё равно выше, чем на шасси 10х10;
- экономичность, помимо всего прочего, прицеп требует меньше затрат на обслуживание;
- высокая оборачиваемость.

Сравнивать эффективность и выгоду от использования того или иного из трех вариантов азотного комплекса на основании только описания трудно, поэтому мы свели основные характеристики азотных комплексов в таблицу и оценили их в баллах:

ТАБЛИЦА. Сравнение вариантов исполнения азотных комплексов

СРАВНИВАЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ	ВАРИАНТЫ ЖИДКО-АЗОТНОГО КОМПЛЕКСА		
	ВАРИАНТ № 1	ВАРИАНТ № 2	ВАРИАНТ № 3
Жидко-азотный агрегат с криогенной емкостью на шасси МЗКТ (10х10)	Жидко-азотный агрегат на шасси КамАЗ-65224 (6х6) + Емкость криогенная на шасси КамАЗ-65224 (6х6)	Жидко-азотный агрегат на шасси КамАЗ-65224 (6х6) + Емкость криогенная на шасси прицепа	
Полная масса ТС комплекса (с полной емкостью) при эксплуатации по дорогам общего пользования, необходимость оформления спец. пропуска	51 100 кг требуется разрешение	23 000 кг + 30 500 кг	23 000 кг + 29 000 кг
Габаритные размеры ТС комплекса при эксплуатации по дорогам общего пользования, необходимость оформления спец. пропуска	15 275х2 550х4 155 требуется разрешение	9 050х2 500х4 000 + 9 050х2 500х4 000	18 350х2 500х4 000
Емкость криогенной цистерны в составе комплекса	13 м ³	13 м ³	15 м ³
Паспорт транспортного средства	ПСМ	ПТС	ПТС
БАЛЛЬНАЯ СИСТЕМА СРАВНЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ: 0-худший показатель; 1-приемлемо; 2-лучший показатель			
Маневренность в условиях места работы	0	2	1
Проходимость в условиях бездорожья	1	2	1
Удобство эксплуатации	0	2	2
Количество персонала	0	1	2
Экономичность	0	1	2
Оборачиваемость (скорость перемещения и развертываемости)	0	2	2
Объем перевозимого жидкого азота	1	1	2
Возможность доступной оборачиваемости криогенной емкости	0	2	1
Ремонтопригодность, доступность запасных частей шасси	0	2	2
Надежность базового шасси	1	2	2
Сложность обслуживания и ремонта базового шасси	0	2	2
ИТОГО БАЛЛОВ:	3	19	19

ФОТО 3. Азотный комплекс, изготовленный для ООО «УралДизайн-ПНП»



Азотные комплексы ООО «Колтэко», как впрочем, и другие агрегаты, предлагаемые компанией, разработаны на основе оборудования «Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd» – глобального концерна, имеющего производственные базы по всему миру.

Большой опыт строительства и эксплуатации оборудования для разработки и обслуживания нефтегазовых месторождений позволил сделать азотные комплексы, обладающие отличным функционалом, высокой эффективностью и удобством в эксплуатации.

Азотная установка, смонтированная на шасси автомобиля, состоит из следующих основных элементов:

- нескольких испарителей;
- палубного двигателя внутреннего сгорания;
- блока аккумуляторных батарей;
- криогенного насоса.

Все элементы установки увязаны в единую систему управления, расположенной в отдельном теплоизолированном модуле. Из этого модуля происходит управление работой установки, телеметрия и контроль процессов. Кроме того, работу комплекса можно синхронизировать с работой других комплексов и агрегатов, используемых при работе со скважиной, например колтюбинговой установкой или другим оборудованием.

Азотный комплекс разработан таким образом, чтобы обеспечить комфортные условия работы операторов. Он может эксплуатироваться в умеренном климате, поскольку соответствует требованиям ГОСТ 15150-69 категории У1, т.е. для него не страшны перепады внешней

температуры от плюс 50 до минус 40 градусов Цельсия.

Криогенная ёмкость – это часть азотного комплекса, в которой перевозится и хранится запас жидкого азота «Колтэко» предлагает три типа ёмкостей, различного объёма: 10; 12,5 или 16 куб.м.

Основное назначение криогенной ёмкости:

- приём сжиженных газов – кислорода, азота, аргона из стационарных хранилищ или транспортных заправщиков;
- перевозки жидких кислорода, азота, аргона;
- выдачи жидких кислорода, азота, аргона потребителям;
- кратковременное хранение жидких кислорода, азота или аргона.

Климатические условия, в которых допускается эксплуатация криогенных ёмкостей, совпадает с аналогичной характеристикой азотного комплекса.

Монтаж криогенных ёмкостей возможен, как указывалось выше, на шасси автомобилей и двух- или трехосных прицепах.

Поставки подобных автопоездов осуществлялись для нужд сервисной компании ООО «УралДизайн-ПНП», эксплуатирующей данное оборудование на территории нефтяных месторождений, в Пермском крае, Ханты-Мансийском АО и на других территориях нефтегазовых месторождений.

Кроме представленных азотных комплексов ООО «Колтэко» совместно с «Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd» производит широкий спектр жидко-азотных установок. По

способу испарения выпускаются установки, использующие как регенерацию тепла, так и прямое непосредственное горение. Среди выпускаемых машин есть и просто уникальные – у которых, по основным параметрам, нет аналогов на российском рынке нефтегазового оборудования! Например, установка жидко-азотная с испарителем VWP-360 имеет производительность по газообразному азоту 170 м³/мин и максимальное давление 103,4 МПа!

Естественно, что выпускаемая столь сложное и технологичное оборудование, «Колтэко» не может оставить своих потребителей без сервиса.

В задачи сервисной службы входит:

- проведение технического обслуживания оборудования;
- предотвращение возможных неисправностей и поломок на оборудовании;
- гарантийный и послегарантийный ремонт оборудования. Обслуживание оборудования осуществляют квалифицированные сотрудники.

Специалисты сервисной службы прошли обучение и имеют сертификаты подтверждения в следующих компаниях:

- JEREH (Китай);
- SIEMENS SIMATIC – Учебно-консультативный центр по обучению работе с оборудованием SIEMENS;
- TRANSMATIC – официальный представитель в России компании Allison Transmission;
- DIESELMOTOR INDUSTRY – официальный представитель в России компании DETROIT DIESEL.

В сервисе важно не только качество оказываемых услуг, но и скорость, с которой эти услуги могут быть предоставлены заказчику. Для оперативного реагирования на обращения клиентов закуплены автомобили, оснащенные в соответствии с рекомендациями Jereh по инструменту и оборудованию. В состав выездного экипажа входят как специалисты «ПЗГТ», так и «Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd». ●

KEY WORDS: gas drilling, nitrogen complexes, oil and gas fields, increasing the life of the equipment.



ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПОСТАВЩИК МОСКОВСКОГО КРЕМЛЯ
OFFICIAL PURVEYOR TO THE MOSCOW KREMLIN

456208, Россия, Челябинская обл.,
Златоуст, ул.50-летия Октября, д.5.
Тел.: +7 (3513) 63-31-65, 63-37-05.
Факс: +7 (3513) 63-21-52, 63-06-67
Тел.моб.: +7 (985) 761-66-58

www.zlatoust.com
info@zlatoust.com

Кортик
«Калашников
«ПК»
Бриллиантовый
445(320)x18 мм

Кинжал
ОХОТНИЧИЙ
350(225)x32 мм

Украшение
охотничьего
карабина



Винный набор
Ø125x280 мм - графин

ЭФФЕКТИВНАЯ РАБОТОСПОСОБНОСТЬ

Струйные насосы, инжекторы и гидроэлеваторы ООО «Химмаш-Аппарат»

ООО «ХИММАШ-АППАРАТ» ЯВЛЯЕТСЯ ВЕДУЩЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ИНЖИНИРИНГОВОЙ КОМПАНИЕЙ РОССИИ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕЙ ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ПРОИЗВОДСТВО И ПОСТАВКУ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ, НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И АТОМНОЙ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

LLC "HIMMASH-APPARAT" IS THE LEADING INDUSTRIAL ENGINEERING COMPANY IN RUSSIA, PROVIDES DESIGN, MANUFACTURE AND SUPPLY OF HIGH-PERFORMANCE EQUIPMENT FOR OIL AND GAS, PETROCHEMICAL, POWER AND NUCLEAR INDUSTRIES

Ключевые слова: емкостное оборудование; струйные насосы; теплообменное оборудование; колонное, фильтрационное, станочное оборудование, инжекторы, гидроэлеваторы, проектирование, строительные-монтажные работы, пуско-наладочные работы, математическое моделирование.



Агауров Сергей Юрьевич,
генеральный директор
ООО «Химмаш-Аппарат»

ООО «Химмаш-Аппарат» поставляет емкостное, колонное, фильтрационное, станочное, массо- и теплообменное, перемешивающее оборудование, оборудование по чертежам, оборудование в блочно-модульном исполнении.

Отдельным направлением деятельности является разработка и поставка струйных насосов, инжекторов и гидроэлеваторов.

ООО «Химмаш-Аппарат» имеет большой опыт проектирования широкого спектра данного оборудования с использованием метода математического моделирования, с последующим его изготовлением и поставкой заказчику.

Оборудование, разрабатываемое ООО «Химмаш-Аппарат» обладает целым рядом преимуществ, значительно повышающих эффективность их применения в определенных условиях.

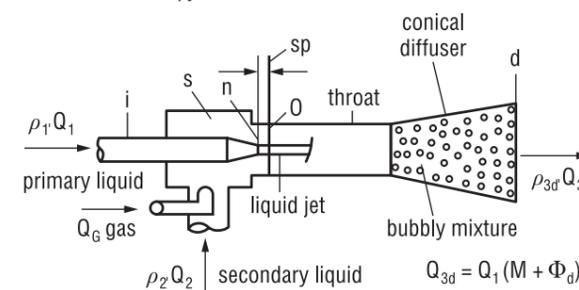
Например, объединение функций перекачивания и одновременного смешивания сред; интенсификация

теплообмена, отсос агрессивных газов. Также данное оборудование можно использовать в качестве насосов-дозаторов, например, при нейтрализации стоков.

Кроме функциональных особенностей, данные устройства конструктивно очень простые, не имеют движущихся частей и не требуют особого ухода в процессе эксплуатации.

Струйный насос является устройством для перекачки со смешением жидких или газообразных веществ, транспортирования гидросмесей. Действие основано на увлечении нагнетаемого (откачиваемого) вещества

РИС. 1. Схема струйного смесителя



струей жидкости, пара или газа (соответственно различают жидкоструйные, пароструйные и газоструйные насосы).

Принцип действия струйного насоса состоит в передаче части кинетической энергии активной жидкости перекачиваемой жидкости. Достоинство – простота устройства, небольшие габариты, надёжность работы; отсутствие движущихся частей. Возможность работы с агрессивными средами. Недостаток – низкий КПД.

В расчетах струйных насосов определяющей является связь (характеристическое уравнение) между коэффициентом эжекции М, геометрическими параметрами (основной – b) и приведенным перепадом N.

Характеристическое уравнение струйного насоса, связывающее относительный перепад с эжекцией, геометрией и сопротивлениями участков, имеет вид [1–2]:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{\left[2b + \frac{2 \cdot S \cdot M \cdot b^2}{(1-b)} - b^2(1+K_{i+d} + a^2)(1+M)(1+S \cdot M) - \frac{S \cdot M^2(1+K_{em})}{c^2} \right]}{\left[1+K_n - 2b + \frac{2S \cdot M \cdot b^2}{(1-b)} + b^2(1+K_{i+d} + a^2)(1+M)(1+S \cdot M) + (1-j) \frac{S \cdot M^2(1+K_{em})}{c^2} \right]}$$

В основе проектирования струйных насосов лежит двухуровневая схема. Характеристическое уравнение не является определяющим. Но из него с привлечением дополнительной информации о сопротивлениях участков, ограничениях по кавитации и т.д., получают предварительные габариты изделия. Уточнение, оптимизация и получение окончательных габаритов изделия осуществляется с помощью компьютерного (математического) моделирования (CFD). Этот инструмент является наиболее точным и эффективным.

Исходными параметрами в проектировании являются при требуемой эжекции статические давления на входе в активное сопло, в пассивный ввод и на выходе из диффузора (противодавление). В общем случае противодавление в расчете должно варьироваться. Оно напрямую связано с эжекцией. Т.е. требуется снятие дроссельной характеристики.

Математическое моделирование гидродинамических процессов вообще основано на решении системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных второго порядка (осредненные по Рейнольдсу уравнения Навье-Стокса) [3-5]:

Уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha) + \nabla \cdot (r_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha) = \sum_{\beta=1}^{N_p} \Gamma_{\alpha\beta} \tag{1}$$

$$\sum_{\beta=1}^{N_p} r_\alpha = 1$$

Уравнение количества движения:

$$\frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha) + \nabla \cdot [r_\alpha (\rho_\alpha \bar{U}_\alpha \otimes \bar{U}_\alpha)] = -r_\alpha \nabla p_\alpha + \nabla \cdot [r_\alpha \eta_\alpha (\nabla \bar{U}_\alpha + (\nabla \bar{U}_\alpha)^T)] + \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^+ \bar{U}_\beta - \Gamma_{\alpha\beta}^- \bar{U}_\alpha) + S_{M\alpha} + M_\alpha \tag{2}$$

Для турбулентной вязкости $\mu_{\alpha} = c_\mu \rho_\alpha \left(\frac{k_\alpha^2}{\varepsilon_\alpha} \right)$ имеем уравнение для k_α

$$\frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha k_\alpha) + \nabla \cdot \left\{ r_\alpha \left[\rho_\alpha \bar{U}_\alpha k_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{\alpha}}{\sigma_k} \right) \nabla k_\alpha \right] \right\} = r_\alpha (P_\alpha - \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) + T_{\alpha\beta}^{(k)} \tag{3}$$

и уравнение ε_α

$$\frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) + \nabla \cdot \left[r_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha \varepsilon_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{\alpha}}{\sigma_k} \right) \nabla \varepsilon_\alpha \right] = r_\alpha \frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha} (C_{\varepsilon 1} P_\alpha - C_{\varepsilon 2} \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) + T_{\alpha\beta}^{(\varepsilon)} \tag{4}$$

Система уравнений замыкается **уравнением энергии:**

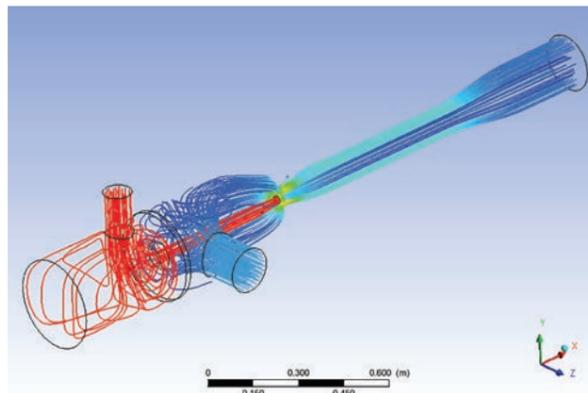
$$\frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha h_\alpha) - r_\alpha \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (r_\alpha \rho_\alpha \bar{U}_\alpha h_\alpha) = \nabla \cdot (r_\alpha \lambda_\alpha \nabla T_\alpha) + r_\alpha \nabla \cdot (\bar{U}_\alpha \cdot \tau_\alpha) + S_{E\alpha} + Q_\alpha + \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^+ h_\beta - \Gamma_{\alpha\beta}^- h_\alpha) \tag{5}$$

УДК 621.65

Численные алгоритмы приближенного решения данных уравнений основаны на методе контрольного объема. В расчете использовался инструмент моделирования – пакет прикладных программ OPENFOAM I.t.d.

На рис. 2 приведен пример оптимизации гидродинамики струйного насоса с помощью математического моделирования.

РИС. 2



Компания «Химмаш-Аппарат» готова к сотрудничеству с проектными институтами, машиностроительными заводами, перерабатывающими и добывающими предприятиями, в реализации собственных разработок и технических решений в области проектирования и поставки высокоэффективных технических устройств.

Собственные проектный и конструкторский отделы позволяют предложить готовое решение под каждую конкретную задачу, а также разработать уникальное решение в случае нестандартных ситуаций.

Приобретая струйные насосы, инжекторы и гидроэлеваторы у ООО «Химмаш-Аппарат», наши клиенты уверены, что получают высококачественное оборудование, разработанное под их конкретные задачи, по разумным ценам с выдерживанием минимальных сроков поставки!

Каждый проект реализуется индивидуально, с учетом требований и пожеланий Заказчика, оптимизации технико-экономических и эксплуатационных показателей поставляемых единиц оборудования и всего технологического процесса в целом.

KEY WORDS: tanks; jet pumps; heat exchangers; columns, filtration, machine tool equipment, injectors, hydraulic elevator, design, construction and installation work, commissioning work, mathematical modeling.



Заказать струйные насосы, инжекторы и гидроэлеваторы можно по телефонам компании ООО «Химмаш-Аппарат» (495) 956-62-31, (495) 669-93-35 или отправив письмо-запрос с техническими характеристиками на адрес info@him-apparat.ru

НОВАЯ РЕВОЛЮЦИЯ РОССИИ

Neue Zürcher Zeitung

Беньямин Трибе

«Одним из самых частых слов, которое произносили на выставке «Металлообработка-2015», было «импортозамещение». Из-за кризиса на Украине, разногласий с Западом и санкций Кремль хочет, чтобы Россия, вместо того чтобы импортировать, сама производила максимум продукции. А для этого, в свою очередь, стране необходимы станки. Но зависимость России в этой области громадна: в настоящее время Россия ввозит в среднем 90% необходимых ей производственных установок.



В отдельных отраслях импорт составляет 100%, и даже в российском правительстве считают маловероятным, что в ближайшие пять лет России удастся снизить зависимость от него хотя бы ниже уровня в 50%. Среди причин – очевидное отсутствие квалифицированного персонала, экономическая слабость и нехватка средств. Так, государство готово предоставить только 16% от 1500 млрд рублей, необходимых для наверстывания упущенного. Остальные средства компании должны найти сами.

У НЕМЕЦКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ ПРОБЛЕМЫ С БИЗНЕСОМ В РОССИИ

THE WALL STREET JOURNAL

Нина Адам

Немецкие изготовители оборудования страдают от ослабления российской экономики и от ее переориентации на китайский рынок. По данным Союза машиностроителей Германии, экспорт немецкой техники и оборудования в Россию в первом квартале 2015 г. сократился на 28%.

Причину этих явлений газета видит в ослаблении российской экономики, которое, в свою очередь, связано со снижением цены на нефть.

Между тем, все больше выгод извлекает из размолвки России с Западом Китай. Выход Китая на позиции важнейшего поставщика техники и оборудования для российской промышленности – это лишь вопрос времени.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Условные обозначения:

$P_s = P_2$ – статическое давление во всасывающей трубке,

$P_1 = P_1$ – статическое давление на входе в сопло струйного насоса,

$P_d = P_3$ – статическое давление на выходе из диффузора струйного насоса,

$p_1 - p_s$ – располагаемый перепад перед струйным насосом

$N = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{p_d - p_s}{p_1 - p_d}$ – относительный перепад

Коэффициент эжекции $M = \frac{G_H}{G_p}$,

$\eta = \frac{Q_2(P_d - P_s)}{Q_1(P_1 - P_d)}$ – к.п.д. струйного насоса

$A_n = d_c$ – диаметр выходного участка сопла,

$A_{th} = d_r$ – диаметр камеры смешения (цилиндрический участок)

$b = \frac{A_n}{A_{th}}$ $c = \frac{A_i - A_n}{A_{th}}$ $a = \frac{A_i}{A_d}$

Z – развиваемое динамическое давление эжектирующей (активной) струи,

$\varphi = \frac{1}{\sqrt{N + \xi}}$ – коэффициент скорости участка

(χ – сопротивление участка, N – коэффициент кинетической энергии) $\xi = \frac{P_{tot,1} - P_{tot,2}}{(\rho w^2 / 2)}$,

P_{tot} – полное давление в рассматриваемом сечении

f_{1-4} – коэффициенты скорости рабочего сопла, камеры смешения, диффузора и входного участка камеры смешения

$S = r_2 / r_1$,

K – гидравлическое сопротивление участка,

K_n – гидравлическое сопротивление сопла,

K_{en} – гидравлическое сопротивление входного участка камеры смешения до начала цилиндрической части,

K_{th} – гидравлическое сопротивление камеры смешения до начала диффузора,

K_{di} – гидравлическое сопротивление камеры смешения до начала диффузора,

K_{t+d} – гидравлическое сопротивление входного участка камеры смешения до начала цилиндрической части

Примечание к уравнениям 1-4):

– фазы нумеруются индексами с греческими буквами;

– $\Gamma_{\alpha\beta}$ – массовый расход (перенос) на единицу объема от фазы α к фазе β ;

– \vec{U}_α – скорость фазы;

– Γ_α – объемная доля фазы;

– ρ_α – плотность фазы;

– $p_\alpha = p$ (статическое давление) для всех фаз

$\alpha = 1, 2, \dots, N_p$;

– $\vec{U}_\alpha \otimes \vec{U}_\alpha$ – тензорное произведение векторов;

– $S_{M\alpha}$ – источниковый член, учитывающий силы от внешних тел;

– M_α – описывает межфазные силы, действующие на фазу α из-за присутствия других фаз.

ARCHER

СЕРИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ТЕХНИКИ от ведущего российского производителя оптических приборов



Наши приборы разработаны для эксплуатации в самых сложных условиях.

Модели под брендом ARCHER обеспечивают высокую точность стрельбы на средних и дальних дистанциях.

В производстве мы используем самые высокоточные комплектующие, которые обеспечивают самую лучшую детализацию изображения, а также стабильную работу в большом диапазоне температур.

Г.МОСКВА., УЛ. ГОРБУНОВА Д. 2 СТР. 204 +7 (499) 213-03-18

www.teplovizor24.ru | info@teplovizor24.ru

ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ ИЗДЕЛИЯ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО БУРЕНИЯ

ОДНОЙ ИЗ ГЛАВНЫХ ЗАДАЧ В БУРЕНИИ НА НЕФТЬ И ГАЗ ЯВЛЯЕТСЯ СОКРАЩЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ ЗАТРАТ, Т.Е. СТОИМОСТИ 1 М ПРОХОДКИ. ЭТА ЗАДАЧА РЕШАЕТСЯ НЕСКОЛЬКИМИ ПУТЯМИ – ПОВЫШЕНИЕМ КАЧЕСТВА ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА, СОКРАЩЕНИЕМ ЗАТРАТ НА ЕГО ИЗГОТОВЛЕНИЕ. КОМПАНИЯ ГРИНС ПРЕДОСТАВЛЯЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ИЗГОТОВИТЕЛЯМ ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ БУРЕНИЯ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО СВОЕЙ ПРОДУКЦИИ НЕ ПОВЫШАЯ ПРИ ЭТОМ ЕГО СЕБЕСТОИМОСТЬ, А ЗАЧАСТУЮ СНИЖАЯ ЕЁ

ONE OF THE MAIN CHALLENGES IN DRILLING FOR OIL AND GAS IS A REDUCING UNIT COSTS, I.E. THE COST OF 1 M OF PENETRATION. THIS PROBLEM CAN BE SOLVED IN SEVERAL WAYS – BY IMPROVING THE QUALITY OF EQUIPMENT AND TOOLS, REDUCING PRODUCTION COSTS. COMPANY GREENS PROVIDES AN OPPORTUNITY FOR MANUFACTURERS OF EQUIPMENT AND TOOLS FOR DRILLING TO IMPROVE THE QUALITY OF THEIR PRODUCTS WITHOUT INCREASING ITS COST, AND OFTEN REDUCING IT

Ключевые слова: твердосплавная продукция, тугоплавкие металлы, вольфрамовое сырье, буровые долота, скважинный инструмент.



Сальников Александр Владимирович,
Технический директор
ООО «ГРИНС»

Компания ГРИНС представляет в России продукцию ведущей китайской государственной корпорации Zhuzhou Cemented Carbide (ZCC). Основанная в 1954 г., в настоящее время ZCC является ведущим производителем твердосплавной продукции в Китае. Годовой объём производства составляет более 5 000 тонн твердосплавных изделий, более 10 000 тонн порошков карбида вольфрама, твердосплавных смесей различных марок и более 800 тонн кобальтового порошка. Высокое качество продукции и сравнительно низкая себестоимость обеспечивается наличием собственных четырёх рудников по добыче вольфрамового сырья. В состав корпорации входит 16 заводов по изготовлению полного спектра продукции из твёрдых сплавов и тугоплавких металлов.

Изделия из твёрдого сплава применяются как в качестве износостойких элементов оборудования, так и главным образом в качестве основного породоразрушающего материала бурового инструмента.

В качестве износостойких деталей бурового оборудования можно упомянуть твердосплавные клапанные пары буровых насосов, а также твердосплавные втулки, применяемые в качестве подшипников скольжения. Высокая абразивность буровых растворов приводит к быстрому износу деталей из стали даже с самой высокой твёрдостью и износостойкостью. Использование твёрдого сплава позволяеткратно повысить стойкость клапанных пар по сравнению со стальными.



УДК 669

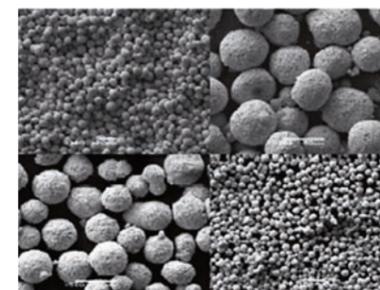


ГРИНС поставляет полный спектр продукции для оснащения буровых шарошечных долот. Это в первую очередь твердосплавные зубки различных форм и размеров из различных марок твёрдого сплава. Причём мы, работая в тесном контакте с заказчиком, совместно подбираем оптимальный набор свойств и, соответственно, марку твёрдого сплава под заданную крепость разбуриваемых пород и обеспечиваем максимальную эффективность бурения. Можно отметить хорошие показатели в стойкости наших зубков, особенно при бурении крепких пород, достигнутые при изготовлении как нефтяных так и горнорудных долот.



Одним из новых направлений работы ZCC является производство резцов для долот PDC. Поставляемые резцы имеют три категории износостойкости – экономичные, стандартные и повышенной износостойкости. Они различаются по стоимости и потребитель может выбрать оптимальное соотношение цена/качество под конкретные задачи.

Зерновой релит, как в виде порошка, так и в стальных трубках применяется для повышения износостойкости поверхности буровых долот и зубьев фрезерованных шарошек методом наплавки. Предлагаются также самые современные сферические порошки карбида вольфрама и карбида вольфрама с кобальтом для плазменной наплавки.



Почти вся гамма скважинного инструмента – фрезеры, расширители, калибраторы и др. при своём производстве используют твердосплавные элементы, как режущие в виде припоя с твердосплавной крошкой, так и износостойкие в виде такого же припоя и различного вида пластин. Композитные наплавочные прутки и пластины производства ZCC проходят в настоящее время сравнительные испытания на ряде предприятий России, изготавливающих подобную продукцию.



Раньше считалось, что китайская продукция ниже и по цене и по качеству продукции ведущих американских и европейских фирм. На сегодня это уже не так. По крайней мере в производстве твердосплавной продукции мы успешно конкурируем с ведущими мировыми производителями в уровне качества, имея некоторый дифференциал в цене, что позволяет повышать эффективность производства нашим клиентам.

Хорошо проработанная логистика позволяет нам минимизировать сроки поставки и затраты на транспортировку. Имея систему промежуточных складов, мы поставляем продукцию потребителю в чётко оговоренные сроки, что позволяет нашим клиентам не отвлекать собственные оборотные средства.

KEY WORDS: carbide products, refractory metals, tungsten ore, drill bits, downhole tool.

ГРИНС
ТВЕРДЫЕ СПЛАВЫ

19106, Санкт-Петербург,
Средний пр. 88А
Тел./факс: +7 (812) 309-71-96
Эл.почта: info@grinscarbide.com
Сайт: www.grinscarbide.com



ЭКСПЕРТНЫЙ ПОДХОД К МОРСКИМ ОПЕРАЦИЯМ

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ АКТИВНО ВЕДЕТСЯ РАЗВЕДКА ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И РАЗРАБОТКА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ И ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЕЙ. ОТЛИЧИТЕЛЬНЫМИ ОСОБЕННОСТЯМИ ИХ ОСВОЕНИЯ ЯВЛЯЮТСЯ СЛОЖНЫЕ КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, ИСКЛЮЧИТЕЛЬНАЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЭКОСИСТЕМ, А ТАКЖЕ, В БОЛЬШИНСТВЕ СЛУЧАЕВ, ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ УДАЛЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОТ ИНДУСТРИАЛЬНО РАЗВИТЫХ РАЙОНОВ. ВСЕ ФАКТОРЫ РИСКА, СВЯЗАННЫЕ С ВЕДЕНИЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ, ТРЕБУЮТ ОСОБОГО ВНИМАНИЯ К ВОПРОСАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ. В РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ТАКОГО РОДА ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ, НАРЯДУ С ПРОЕКТИРОВАНИЕМ, СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ БУРЕНИЯ, ДОБЫЧИ, ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, ЯВЛЯЕТСЯ ПРОВЕДЕНИЕ МОРСКИХ ОПЕРАЦИЙ. ЧТО НЕОБХОДИМО ДЛЯ ИХ УСПЕШНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ?

NOWADAYS, THE PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS INCLUDING THOSE SITUATED IN ARCTIC AND FREEZING WATERS IS ONE OF THE KEY TRENDS IN THE INDUSTRY. HOWEVER, THE DEVELOPMENT PRESENTS A NUMBER OF SPECIFIC CHALLENGES AMONG WHICH ARE HARSH CLIMATE CONDITIONS, EXTREME ECOSYSTEM VULNERABILITY AND, COMMONLY, SIGNIFICANT REMOTENESS OF SUBJECT FIELDS FROM THE INDUSTRIALLY DEVELOPED AREAS. PRINCIPAL CONCERN SHOULD BE ADDRESSED TO ALL RISK FACTORS ASSOCIATED WITH THE OFFSHORE OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT. DURING IMPLEMENTATION OF SUCH PROJECTS ONE OF THE KEY ELEMENTS, AMONG OTHERS SUCH AS DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF UNITS FOR DRILLING, PRODUCTION, STORAGE AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS, IS A MARINE OPERATION. WHAT IS REQUIRED FOR THEIR SUCCESSFUL CONDUCTION?

Ключевые слова: Регистр судоходства, экспертиза проектов, техническое наблюдение, морские операции, стандарты безопасности.



Максим Литвинец,
ФАУ «Российский морской
регистр судоходства»

Доставка к месту эксплуатации таких сложных и крупногабаритных инженерных сооружений, как морские стационарные платформы, плавучие нефтехранилища, отгрузочные причалы, подводные добычные комплексы и т.д., представляет собой серьезную инженерную и логистическую задачу. Для ее подготовки и проведения порой требуются научно-технические ресурсы, сопоставимые с созданием самих нефтегазовых объектов.

Как международно-признанное классификационное общество Российский морской регистр судоходства (РС) осуществляет экспертизу проектов и техническое наблюдение за морскими операциями

в соответствии с Правилами РС по разработке и проведению морских операций, в которых учтены все применимые национальные и международные требования и стандарты безопасности. Под требования Правил РС подпадают операции по сборке, транспортировке, стыковке и установке на точку эксплуатации объекта и его частей (блоков, ярусов, колонн и т.д.), которые совершаются при нахождении объекта или его частей на плаву, а также с использованием плавсредств, включающие не менее двух из перечисленных этапов. Различаются два типа операций: заводские операции на плаву и неограниченные морские операции. Первые совершаются у достроечной набережной (пирса) или на заводской полностью защищенной акватории. Вторые – не ограничены в пространстве, совершаются на плаву в полузащищенной акватории или в открытом море.

Сегодня Регистр участвует во всех современных проектах по освоению шельфа Российской Федерации – от Балтийского моря до побережья Сахалина, от Арктики до Северного Каспия, под его техническим наблюдением проведено значительное число морских операций в самых разных географических и климатических зонах.



Буксировка МЛСП «Приразломная»

УДК 656.61



Транспортировка верхнего строения ЦТП



Транспортировка опорного основания

Специалисты РС принимали участие в проведении морской операции по доставке на точку бурения первой в России арктической морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная», предназначенной для разработки одноименного месторождения в Печорском море. Процесс транспортировки платформы от причала Мурманского судоремонтного завода к месту добычи нефти осуществлялся в августе 2011 года. Преодолев 540 миль с помощью четырех буксиров, платформа успешно прибыла на точку бурения. Первая нефть здесь была добыта в конце 2013 года. На текущий момент Приразломное остается единственным на российском арктическом шельфе месторождением, где ведется добыча нефти.

В Каспийском регионе РС активно участвует в обустройстве месторождения им. Юрия Корчагина. Объектами технического наблюдения РС являются соединенные переходным мостом ледостойкие морские стационарные платформы с буровым и технологическим комплексом и жилым модулем (ЛСП-1 и ЛСП-2), точечный причал с мягкой системой захвата и плавучее нефтехранилище «Юрий Корчагин», входящее в состав морского перегрузочного комплекса (МПК), а также морской подводный трубопровод между ЛСП-1 и МПК. Строительство объектов выполнялось в соответствии с применимыми требованиями правил Регистра, разработанными на основе научных исследований, выполненных специалистами РС в сотрудничестве с ведущими научно-исследовательскими центрами. Под техническим наблюдением РС проведены и морские операции по

буксировке и установке морских объектов на месте эксплуатации.

В настоящий момент самым масштабным проектом с участием Регистра является обустройство нефтегазоконденсатного месторождения им. Владимира Филановского в северной части Каспийского моря – самого крупного по запасам нефти из открытых в России с начала 2000-х годов. Под техническим наблюдением РС находятся все объекты его обустройства – от нефтегазодобывающих платформ до морских подводных трубопроводов, а также проводятся морские операции по их транспортировке и установке на точке эксплуатации.

В 2013–2014 гг. отбуксированы и установлены в море объекты первой очереди освоения месторождения: центральная технологическая платформа (ЦТП), ЛСП-1, платформы жилого модуля (ПЖМ-1) и райзерного блока (РБ). Подготовительные работы проводились на монтажно-сборочных площадках Астраханской области в п. Ильинка, Астраханском Судостроительном Производственном Объединении (АСПО), судостроительном заводе «Красные Баррикады». На первом этапе к месту установки были доставлены опорные основания. Морские операции второго этапа включали в себя транспортировку верхних строений и их монтаж на опорные основания. Для погрузки, транспортировки и последующей накатки в море верхних строений ЦТП, ПЖМ-1 и ЛСП-1 на опорные основания использовалась специально сконструированная транспортно-монтажная рама.

Морские операции по транспортировке и монтажу таких крупногабаритных объектов

(так, например, масса верхнего строения ЦТП на момент отправки составляла ≈ 9000 т) являются сложными комплексными задачами с высокой степенью риска, особенно при их проведении в суровых климатических условиях. Успешное выполнение подобных операций во многом зависит от уровня подготовки персонала. В связи с этим Регистр уделяет особое внимание вопросам обучения и систематического повышения квалификации инспекторов, привлекая к проведению семинаров ведущие профильные компании и научно-технические организации. Так, в марте 2015 года для инспекторов РС был организован семинар «Морские операции с объектами обустройства морских нефтегазовых месторождений», где с докладами выступили представители Крыловского государственного научного центра, ОАО «ГНИНГИ», компании Saipem S. p. A. и ЦКБ «Коралл». В качестве слушателей к участию были приглашены также представители ООО «Лукойл-Нижевожскнефть». Темы докладов включали требования, предъявляемые к разработке проектов морских операций, проведению строительно-монтажных операций, расчетам балластировки, устойчивости, непотопляемости, навигационно-гидрографическому и гидрометеорологическому обеспечению, анализу морской транспортировки и др. Подробно был рассмотрен опыт проектирования, технического наблюдения и проведения морских операций, а также организовано посещение опытовых бассейнов и тренажерного центра Крыловского государственного научного центра. ●

KEY WORDS: Register of Shipping, project assessment, survey, marine operations, safety standards.

ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Стеклянные микросферы 3М™

ВЫСОКИЕ ТЕМПЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИВОДЯТ К ЗНАЧИТЕЛЬНОМУ ПАДЕНИЮ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТАХ, ВСЛЕДСТВИЕ ЧЕГО СНИЖАЮТСЯ ДЕБИТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ПОВЫШАЕТСЯ ОБВОДНЕННОСТЬ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ. ВОПРОСЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ДОБЫЧИ НА СУЩЕСТВУЮЩЕМ УРОВНЕ И ЕЕ УВЕЛИЧЕНИЯ СЕГОДНЯ АКТУАЛЬНЫ ДЛЯ КАЖДОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИИ. ВСЕ БОЛЬШЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРИОБРЕТАЮТ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ С МИНИМАЛЬНЫМИ ПОВРЕЖДЕНИЯМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ. ВОПРОСЫ МИНИМИЗАЦИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВАЖНЫ НА ВСЕХ ЭТАПАХ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, БУДЬ ТО БУРЕНИЕ, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ, ЗАКАНЧИВАНИЕ ИЛИ КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ

HIGH RATES OF OIL PRODUCTION HAS LED TO A SIGNIFICANT RESERVOIR PRESSURE DROP IN PAY ZONES, RESULTING IN REDUCED FLOW RATES OF WELLS AND INCREASED WATER CUT. QUESTIONS OF MAINTAINING PRODUCTION AT CURRENT LEVEL AND ITS INCREASING ARE ACTUAL TODAY FOR EVERY OIL COMPANY. TECHNOLOGIES OPENING OF DRILL-IN INTO RESERVOIRS WITH MINIMAL FORMATION PROPERTIES DAMAGE HAS BECOME IMPORTANT. QUESTIONS OF MINIMIZING THE IMPACT OF THE PRODUCTIVE CHARACTERISTICS ARE IMPORTANT AT ALL STAGES OF THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF WELLS, WHETHER DRILLING, CEMENTING, COMPLETION, OR WORKOVER

Ключевые слова: строительство и ремонт скважины, заканчивание скважины, разработка месторождений, повышение дебита скважины, облегченный буровой раствор, облегченный цементный раствор, облегчающие добавки, стеклянные микросферы.

Папков Сергей Петрович,
Инженер отдела материалов для нефтегазовой промышленности
Компания 3М

При бурении скважины первичное вскрытие продуктивного пласта, как правило, производят с репрессией до 30%. Несоответствие градиента пластового давления плотности промывочной жидкости приводит к поглощениям, что оказывает отрицательное воздействие на коллекторские свойства пласта.

Используемые решения для уравнивания градиентов пластового давления и плотности промывочной жидкости имеют ряд существенных недостатков. Эмульсионные растворы и растворы на нефтяной основе пожароопасны и сложны в обращении в части соблюдения требований экологической безопасности. Пенные системы сжимаемы, требуют сложных гидравлических расчетов, не позволяют использовать телеметрическое сопровождение бурения и делают

невозможным использование забойных двигателей, также для использования пенных систем требуется дорогостоящее и сложное в обращении дополнительное наземное оборудование.

Технология получения облегченных буровых растворов при помощи полых стеклянных микросфер лишена недостатков пенных систем и не имеет ограничений в использовании, когда вопросы охраны окружающей среды выходят на первый план. Широкая линейка полых стеклянных микросфер из натрийборосиликатного стекла специально разработана для использования в различных скважинных условиях. В зависимости от давлений на забое, можно использовать марки микросфер, выдерживающих давления от 2000 psi до 19000 psi. В отличие от алюмосиликатных микросфер, микросферы из боросиликатного стекла сохраняют характеристики плотности бурового раствора стабильными вплоть до указанных значений давлений на разрушение для каждой конкретной марки микросфер. Этого удалось достичь путем инженерного подхода при создании каждой конкретной марки полых

стеклянных микросфер. Так как алюмосиликатные микросферы являются продуктом-отходом при сжигании угля на ТЭЦ, то их прочностные характеристики и гранулометрический состав будут нестабильными и варьироваться в широких пределах, что не позволяет выдерживать стабильные характеристики плотности жидкостей на сколь-нибудь значительных глубинах, а значит всегда есть довольно большой риск выйти за допустимое окно плотностей в процессе бурения, что может привести к потерям циркуляции, прихватам, существенному повреждению коллекторских свойств продуктивного интервала и другим осложнениям процесса бурения, решение которых может быть довольно затратным и продолжительным по времени.

Использование полых стеклянных микросфер для получения облегченных буровых растворов снимает ограничения, связанные с нестабильностью свойств алюмосиликатных микросфер, сжимаемостью пенных систем и сложностью использования буровых растворов на углеводородной основе. Характеристики

плотности облегченных буровых растворов с использованием полых стеклянных микросфер стабильны, а использование специально разработанной линейки стеклянных микросфер для бурения HGS8000X позволит использовать стандартные системы очистки промывочных жидкостей, ведь их размер составляет всего 25 микрон, что делает возможным использование сеток 180, 160 и 150 меш. Полые стеклянные микросферы просты в обращении, при этом персоналу не нужно иметь каких-либо специальных навыков. Буровые растворы на водной основе с использованием полых стеклянных микросфер могут достигать плотности 0.85 г/см³, а буровые растворы на углеводородной основе могут достигать плотности 0.75 г/см³; теоретически плотность жидкости с использованием полых стеклянных микросфер может снижаться до значений 0.66 г/см³. Опыт применения технологии получения облегченных буровых растворов при помощи технологии полых стеклянных микросфер показал возможность их использования с различными типами буровых долот, включая PDC. Результаты промышленного применения показали значительное сокращение потерь бурового раствора в зонах катастрофических поглощений, либо полное прекращение поглощений. Наблюдался эффект кольматации стенок скважины, а также снижение крутящего момента. Скважины, пробуренные при выравненных градиентах пластового давления и плотности бурового раствора показали увеличение коэффициента продуктивности до 8 раз, при этом коллектор мощностью 1.5 метра с меньшей проницаемостью работал также как и коллектор мощностью 6 метров с большей проницаемостью. Небольшое удорожание бурового раствора, как следствие использования в нем облегчающих добавок – полых стеклянных микросфер, полностью компенсируется снижением времени на борьбу с поглощениями и авариями при строительстве скважин, а также за счет больших дебитов в процессе добычи. По некоторым данным, экономия только за счет устранения осложнений в процессе бурения достигает 1,3 млн. долларов.

Цементирование скважины является довольно сложной технологической

операцией, имеющей огромное влияние на дальнейшую эксплуатацию скважины.

При использовании двухстадийного процесса цементирования не обеспечивается необходимое качество разобцепаемых пластов, имеет место недоподъем тампонажного раствора, часто отсутствует цементный камень в области схождения первой и второй ступеней, присутствуют значительные области плохого сцепления цементного камня с колонной и породой, отмечаются заколонные проявления пластовых флюидов. Одностадийное или прямое цементирование с подъемом тампонажных растворов стандартной плотности в интервалах коллекторов в комбинации с облегченными тампонажными растворами в один этап гораздо более эффективно. Полые стеклянные микросферы в составе облегченной тампонажной смеси позволяют создать несжимаемый цементный раствор провести операцию цементирования в одну стадию, улучшить теплоизоляционные свойства цементного камня. Цементный камень, облегченный при помощи полых стеклянных микросфер может иметь

следующие параметры: В/Ц 0.6; плотность 1.38 г/см³; прочность на изгиб 1,4 МПа (через 48 часов); прочность на сжатие 3.6 МПа (через 48 часов). В результате применения операции одностадийного цементирования вместо двухстадийного была отмечена экономия времени выполнения операции цементирования на 48 часов, а впоследствии скважины с одностадийным цементированием показали до 30% большие дебиты по сравнению со скважинами зацементированными в две ступени, что связано с меньшим воздействием на пласт-коллектор во время цементирования.

Выравнивание градиента пластового давления и плотности жидкости глушения во время проведения капитального ремонта скважин дает те же преимущества, что и бурение на сбалансированном давлении: устранение потерь жидкости глушения, меньшее воздействие на коллектор, большие дебиты по окончании ремонта. ●

KEY WORDS: wells construction and workovers, well completion, field development, increase well production, lightweight drilling fluid, lightweight cement slurry, lightweight additive, glass microspheres.

О КОМПАНИИ:

Компания 3М – международная производственная корпорация, объединяющая более 30 бизнес-направлений в области электроники, энергетики, здравоохранения, безопасности, промышленности и другие. Объем продаж компании 3М составляет 31 млрд. долл. США в год, штат сотрудников насчитывает 89 тыс. человек более чем в 70 странах мира. Компания 3М имеет 60-летний опыт работы в нефтегазовой индустрии.

Дополнительную информацию смотрите на сайте <http://www.3MRussia.ru/oilgas>

3М Наука, Воплощенная в жизнь™

Контакты ЗАО «3М Россия»
Центральный офис и Технологический Центр
121614, Москва,
ул. Крылатская, 17 стр. 3
Бизнес-парк «Крылатские Холмы»
Тел.: +7 495 784 7474
(многоканальный)
Тел.: + 8 800 250 84 74 (call-центр)
Факс: +7 495 784 7475

Клиентский центр
192029, Санкт-Петербург,
пр. Обуховской обороны, 70,
корп. 3/А, 5-й этаж
БЦ «Фидель»
Тел.: +7 (812) 33 66 222
Факс: +7 (812) 33 66 444

Клиентский центр
620014, Екатеринбург
ул. Бориса Ельцина, 1а
БЦ «Президент»,
11-й этаж
Тел.: +7 (343) 228 22 88
Факс: +7 (343) 228 22 99

<http://www.3mrussia.ru/oilgas>

СЛАГАЕМЫЕ УСПЕШНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ



Боровков Иван Андреевич,
Генеральный директор
ООО «Техника и Технологии»

SERVAgroup – международная промышленная компания, известная в первую очередь, как производитель и дистрибьютор насосного оборудования, цементировочного оборудования, оборудования для гидроразрыва пласта и ГНКТ. Компания основана в 1977 году и на сегодняшний день имеет репутацию разработчика новых и хорошо зарекомендовавших себя решений в области автоматизированных систем контроля технологических процессов, производства плунжерных насосов.

В SERVAgroup входит пять производственных площадок: завод в г. Данка (США), завод в г. Талса (США), завод в г. Калгари (Канада), завод SERVA SJS в г. Цзинчжоу (КНР) и производственная площадка в г. Уичито-Фолс (США). В России с 2008 года организована крупноузловая сборка оборудования на площадке в г. Тюмень, склады запасных частей в г. Тюмень и г. Владимир. Эксклюзивным дистрибьютором оборудования SERVA SJS в РФ является компания «Техника и Технологии».

На сегодняшний день наше оборудование эксплуатируется практически во всех нефтяных провинциях России. Простота конструкции, проверенный временем дизайн, современный уровень автоматизации, адаптация к суровым климатическим условиям и российскому бездорожью – факторы, обеспечивающие успешную коммерческую эксплуатацию оборудования. Оборудование изготавливается на базе шасси MAN, IVECO, MB, КАМАЗ и на базе полуприцепов. Для автономных проектов существуют блочные исполнения на основе контейнерной рамы с санным основанием.

Инженеры SERVAgroup стояли у истоков зарождения автоматизированных систем контроля технологических процессов. Спустя десятилетия разработки и совершенствования, системы контроля SERVA для цементирования и ГРП, являются на сегодняшний день одними из самых стабильных в работе и всегда

коммерчески доступны, благодаря чему получили широкое распространение по всему миру. Для российского рынка выпущены специальные версии систем контроля, разработанные вместе с российскими инженерами и специалистами сервисных компаний. Наши инженеры осуществляют модернизацию старых флотов цементирования, флотов ГРП, обновление и монтаж автоматизированных систем контроля, русифицированного программного обеспечения.

В целях обеспечения доступного сервиса и технической поддержки на протяжении всего жизненного цикла оборудования, мы предлагаем полную линейку расходных материалов и запасных частей, всегда доступных на складе в г. Тюмень. Различная номенклатура ЗИП в эквиваленте 7–10 млн. рублей всегда поддерживается на складах в РФ, как неснижаемый запас и гарантия быстрого сервиса. Наши инженеры оказывают техническую поддержку, выездные сессии по обучению, пуско-наладочные работы, гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание, модернизацию оборудования.

Основной своей задачей мы ставим развитие продуктов для российского рынка и занятие лидирующих позиций в области качества, инноваций, доступного сервиса и повышения уровня потребительской удовлетворенности через интеграцию людей, опыта и технологий SERVAgroup.

Для получения более подробной информации, пожалуйста, посетите наш сайт www.ttcorp.ru или пришлите запрос по электронной почте info@ttcorp.ru.



УДК 621.65

- Автоматизированные системы контроля для флотов ГРП
- Насосные агрегаты для гидроразрыва пласта
- Высокопроизводительные блендеры
- Гидратационные установки
- Установки автомат. дозирования хим. реагентов
- Криогенные азотные комплексы
- Исполнение на полноприводных шасси

- Исполнение на полуприцепах или контейнерной раме
- Автомат. системы контроля для цементирования
- Однонасосные цементировочные агрегаты
- Двухнасосные цементировочные агрегаты
- Смесительно-осреднительные установки
- Станции управления и контроля ГРП, цементажа
- Внутрискважинное оборудование



- Производство плунжерных насосов 600, 1000 л.с.
- Поставки и сервис плунжерных насосов

- Производство плунжерных насосов 2250, 2500 л.с.
- Поставки ЗИП для плунжерных насосов



Техника и Технологии | SERVA SJS
Адрес : Россия, г. Владимир, ул. Мира д.15-в
Почтовый код : 600017

Тел. : +7 4922 328209 Факс : +7 4922 326414
E-mail : info@ttcorp.ru
<http://www.ttcorp.ru>



НАСОСЫ HERMETIC

как средство сокращения производственных затрат



МИРОВАЯ ТЕНДЕНЦИЯ ПОСЛЕДНИХ ДЕСЯТИЛЕТИЙ СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ТОМ, ЧТО ВЕДУЩИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ В ОБЛАСТИ ХИМИИ, НЕФТЕХИМИИ, НЕФТЕ- И ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ ВО ВСЕХ СТРАНАХ ВСЁ АКТИВНЕЕ ИСПОЛЬЗУЮТ ГЕРМЕТИЧНЫЕ НАСОСЫ НЕМЕЦКОЙ КОМПАНИИ HERMETIC-PUMPEN GMBH, УБЕДИВШИСЬ НА СОБСТВЕННОМ ОПЫТЕ В ВЫГОДНОСТИ ПРИОБРЕТЕНИЯ ЭТИХ НАСОСОВ В СВЯЗИ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ СУЩЕСТВЕННОГО СОКРАЩЕНИЯ С ИХ ПОМОЩЬЮ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ИЗДЕЖЕК

GLOBAL TREND IN THE LAST DECADES SUGGESTS THAT THE LEADING MANUFACTURERS IN THE FIELD OF CHEMICALS, PETROCHEMICALS, OIL AND GAS IN ALL COUNTRIES INCREASINGLY USE CANNED MOTOR PUMPS OF THE GERMAN COMPANY HERMETIC-PUMPEN GMBH, CONVINCED BY THEIR OWN EXPERIENCE OF THE BENEFITS OF THE ACQUISITION OF THESE PUMPS DUE TO THE POSSIBILITY OF A SIGNIFICANT REDUCTION IN THEIR PRODUCTION COSTS

Ключевые слова: герметичные центробежные насосы, жидкостно-кольцевые вакуумные насосы и системы, шестерёнчатые и ротационно-поршневые насосы.

Маттиас Нестлер,
официальный представитель
Hermetic-Pumpen GmbH в России, Беларуси

Виктор Бочаров,
менеджер по продажам
Hermetic-Pumpen GmbH

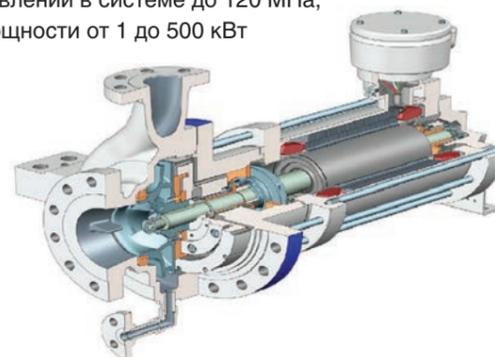
Из всех типов насосов наиболее надежными, долговечными, ремонтпригодными и экономичными признаны во всем мире герметичные (бессальниковые) центробежные насосы с встроенным экранированным электродвигателем (т.е. с защищенным статором), занимающие главное место в номенклатуре выпускаемого насосного оборудования HERMETIC-Pumpen GmbH.

Компания была образована в Германии в 1886 г., как семейное предприятие, и в современном виде HERMETIC-Pumpen GmbH действует с 1954 г., начав производство наиболее прогрессивных герметичных центробежных насосов. Сегодня компания производит герметичные центробежные бессальниковые насосы,

жидкостно-кольцевые вакуумные насосы и системы, шестерёнчатые и ротационно-поршневые насосы.

Насосы HERMETIC безотказно работают в самых тяжелых условиях эксплуатации, в частности, в диапазонах:

- температур от -160°C до +500°C,
- давлений в системе до 120 МПа,
- мощности от 1 до 500 кВт



Особенно рекомендуется применение герметичных бессальниковых насосов HERMETIC, когда перекачиваются:

- ядовитые / смертоносные жидкости;
- воспламеняющиеся / взрывчатые жидкости;
- канцерогенные / радиоактивные вещества;
- среды в высокотемпературных процессах (с использованием теплоносителей);
- среды в процессах глубокого замораживания

В частности, на нефтеперерабатывающих заводах герметичные насосы HERMETIC эффективно используются в следующих процессах для работы с соответствующими средами:

- ароматические соединения (класс углеводородов);
- алкилирование;
- тяжёлый лигроин;
- атмосферная / вакуумная дистилляция;
- этаны, бутаны, пропаны;
- обессеривание / аминная очистка;

УДК 621.65

- этилен, пропилен;
- гидроочистка;
- бензолы, ксилены, толуол;
- изомеризация;
- амины, меркаптаны;
- крекинг;
- фосген, сера;
- риформинг (производство бензина)

В зависимости от условий эксплуатации и требований заказчиков насосы ГЕРМЕТИК могут быть в одноступенчатом или многоступенчатом, унифицированном или специальном, горизонтальном, вертикальном или погружном исполнении. Они могут комплектоваться устройствами контроля уровня и температуры перекачиваемой среды, защиты обмотки, осевого смещения и направления вращения вала электродвигателя, а также и различными другими принадлежностями.



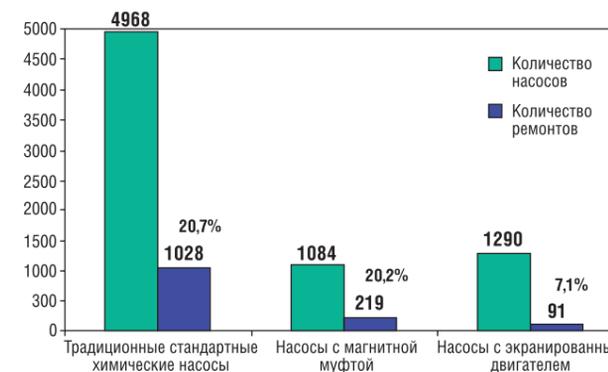
Главное место в номенклатуре выпускаемого насосного оборудования HERMETIC-Pumpen GmbH занимают герметичные бессальниковые центробежные насосы с встроенным экранированным электродвигателем (с защищенным статором) по стандарту API 685, которые из всех типов насосов во всем мире признаны, как наиболее надежные, долговечные и экономичные

По всему миру уже поставлено около 180 000 насосов HERMETIC для эксплуатации в самых тяжелых, в том числе и с точки зрения, взрывоопасности и токсичности условиях, при которых недопустимы никакие утечки перекачиваемой среды.

Именно насосы HERMETIC зарекомендовали себя наиболее надежными и эффективными в непрерывных процессах по перекачке большинства базовых продуктов нефтегазохимического комплекса. Это важно иметь ввиду соответствующим российским структурам, потому что, принимая во внимание остающиеся в экономике страны серьёзные проблемы, связанные с дисбалансом производственных и перерабатывающих мощностей, дефицитом определенных видов сырья и отсутствием разумного



ценообразования, добиться наибольшего успеха смогут только те предприятия, которые в большей степени повысят эффективность своего производства и сократят его издержки, в т.ч. и за счет использования такого прогрессивного вида оборудования, как герметичные бессальниковые насосы HERMETIC. Обоснованием этого являются, в частности, нижеприведенные статистические данные, наглядно показывающие, что на определенное количество герметичных бессальниковых насосов HERMETIC с встроенными экранированными двигателями приходится в несколько раз меньшее количество ремонтов по сравнению с насосами с торцевыми уплотнениями или магнитными муфтами других производителей.



Такой впечатляющий эффект обеспечивается следующими неоспоримыми преимуществами насосов HERMETIC с экранированными двигателями по сравнению с другими типами насосов:

- абсолютная герметичность, т.е. полное отсутствие протечек и эмиссии за счет наличия двойного разделительного контура (между рабочей и внешней средой), гарантирующего максимальную безопасность;
- компактность конструкции, саморегулируемое выравнивание осевого положения ротора, не подверженность износу и самый низкий уровень шумов, благодаря наличию только двух подшипников скольжения, смазываемых самим перекачиваемым продуктом, а также за счет отсутствия быстроизнашивающихся и издающих повышенные шумы шарикоподшипников, муфт и вентиляторов электродвигателя;
- простота и удобство монтажа, технического обслуживания и ремонта;
- высокая экономичность, наибольший срок наработки на отказ и наименьшие затраты на техобслуживание, т.к. для насосов HERMETIC не требуются никакие торцевые уплотнения, балансировка муфты и вала, инструментари для контроля герметичности, комплексные системы затворного газа и смазки, громоздкие фундаментные плиты с дренажом и всё прочее, усложняющее эксплуатацию и обслуживание оборудования, а также увеличивающее его комплектацию и совокупную стоимость. ●

KEY WORDS: hermetic centrifugal pumps, liquid ring vacuum pumps and systems, gear and rotary piston pumps.

121059, Москва, ул. Киевская, д. 7
+7 916-146-11-82
www.hermetic-pumps.ru • bocharov-hermetic@co.ru

Референции на насосы HERMETIC в России и Восточной Европе



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В МОДЕРНИЗАЦИИ

Последние разработки ОАО «ЭНА» для предприятий нефтеперерабатывающего комплекса

В 2014–2017 гг. перед нефтеперерабатывающими компаниями стоит задача модернизировать 100 установок по переработке нефти. В условиях политической ситуации, когда закупать дорогое зарубежное оборудование становится практически невозможно, предприятия начинают искать российское оборудование, которое не уступало бы по качеству импортным аналогам. Какие разработки предлагают сегодня российские предприятия для нефтеперерабатывающей отрасли?

IN 2014–2017 BEFORE OIL COMPANIES FACE THE TASK OF UPGRADING 100 INSTALLATIONS FOR OIL REFINING. IN A POLITICAL ENVIRONMENT WHEN PURCHASING EXPENSIVE FOREIGN EQUIPMENT BECOMES ALMOST IMPOSSIBLE, COMPANIES ARE BEGINNING TO LOOK FOR RUSSIAN EQUIPMENT THAT WOULD NOT BE INFERIOR IN QUALITY TO FOREIGN ANALOGUES. WHAT DEVELOPMENTS NOW OFFER RUSSIAN COMPANIES FOR THE OIL REFINING INDUSTRY?

Ключевые слова: насосное оборудование, машиностроение, нефтеперерабатывающие предприятия, сервисное обслуживание.



Зубов Степан Сергеевич,
Начальник отдела продаж
нефтяных и химических насосов
ОАО «ЭНА»

В этом году исполнилось 65 лет, как ОАО «ЭНА» производит центробежные насосы для атомных станций и ВМФ. С 1950 года специализируется на изготовлении насосов II и III классов безопасности. С 2012 года приоритетным направлением в производственной программе ОАО «ЭНА» стало производство оборудования для нефтеперерабатывающего комплекса.

На сегодняшний день активно производятся и поставляются три основных типа насосов, изготавливаемых по стандарту API 610:

- ОН2 – нефтяные консольные агрегаты НКА

ОАО «ЭНА» – современное машиностроительное предприятие, осуществляющее полный цикл производства насосного оборудования – от разработки и производства до ввода в эксплуатацию и сервисного обслуживания

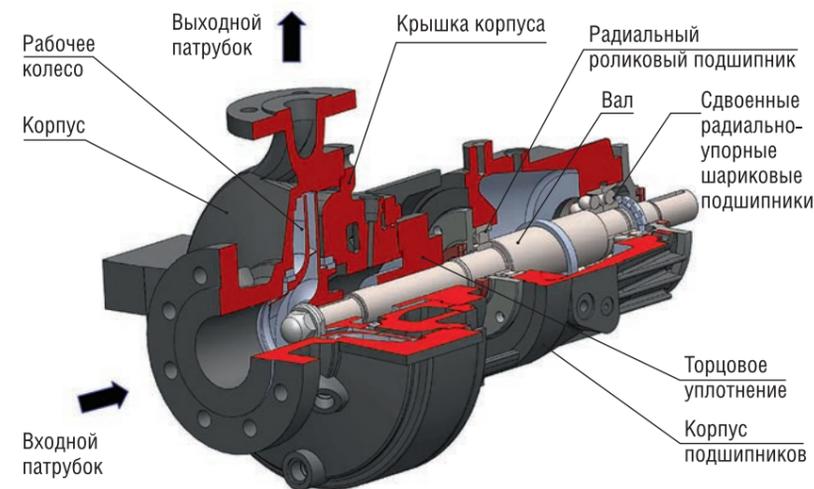
- ВВ5 – двухпорные многосекционные насосы НДМ
- VS4 – погружные насосные агрегаты ХП-Е

Нефтяные консольные агрегаты НКА выполнены и изготовлены в соответствии со

стандартом API610 (10 редакция) тип ОН2. За короткий срок данные агрегаты получили широкое признание среди специалистов нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий. Широкое распространение они получили, прежде всего, в силу простоты конструкции, имеющей следующие особенности:

- одно центробежное колесо с консольным расположением относительно подшипников опор;
- осевой подвод и спиральный отвод (улитка) перекачиваемой жидкости;
- подшипниковый узел, содержащий один роликовый радиальный и два шариковых радиально-упорных подшипника;
- смазка подшипников – жидкостная, охлаждение подшипникового узла – с помощью оребрения корпуса подшипников или подвода охлаждающей жидкости во встроенный теплообменник;
- компенсация осевых сил в насосе применением второго щелевого уплотнения на основном диске рабочего колеса;
- компенсация радиальных сил применением двухзавиткового спирального отвода;

УДК 621.65



- камера торцового уплотнения допускает комплектацию любыми торцовыми уплотнениями по API (одинарными, двойными, тандем);
- применение сварных рам;
- опорные поверхности корпусов насосов лежат в плоскости оси вращения ротора, что обеспечивает компенсацию температурных деформаций;
- применение упругих пластинчатых муфт с монтажными проставками.

изготовления, включающее получение поверхностей с низкими значениями шероховатости и малыми отклонениями от расчетной геометрии.

Консольные насосы ОАО «ЭНА» имеют низкие допускаемые кавитационные запасы, что достигается, прежде всего, применением пространственных профилированных лопастей рабочего колеса, количество которых выбирается, по возможности малым, а также особенностью консольных насосов – применением осевого подвода перекачиваемой жидкости, отсутствием стеснения валаом площади на входе в рабочее колесо.

Среди основных преимуществ следует отметить высокое качество

благодаря относительной простоте конструкции достигается высокая надежность агрегатов в целом, а также более низкая стоимость оборудования.

Другим преимуществом консольных агрегатов является простота монтажа и демонтажа при проведении ремонтных работ. При этом не требуется отключение трубопроводов от корпуса насоса, поскольку после снятия монтажной проставки муфты, роторная часть насоса свободно вынимается и перемещается в место, удобное для проведения работ.

Высокие показатели энергоэффективности достигаются благодаря тому, что при проектировании насосов применяются самые современные методики, включая оптимизацию проточных частей насосов с использованием программ вычислительной гидродинамики (CFD). Кроме того, свой вклад вносит высокое качество

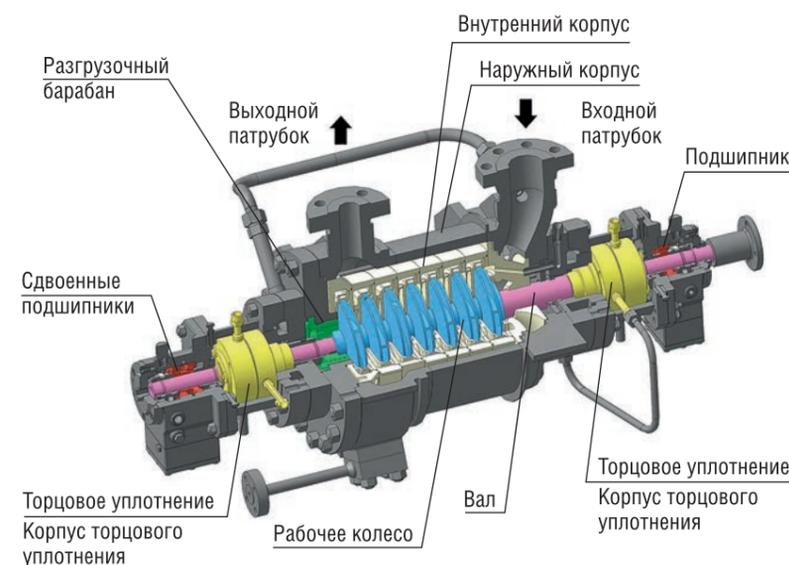
изготовления, надежную работу агрегатов, высокие показатели энергоэффективности, низкие кавитационные запасы, максимальная унификация деталей и, соответственно, ремонтопригодность.

Конструктивные особенности:

- основные корпусные детали цельнолитые, для их защиты применяются специальные защитные кольца;
- подшипники насоса – радиально-упорные сдвоенные со стороны свободного конца вала и роликоподшипник со стороны насоса;
- система смазки подшипников картерная. На корпусе подшипников предусмотрены соответствующие места для установки датчиков виброконтроля и температуры подшипников;
- охлаждение подшипникового узла может производиться как за счет естественного теплообмена с внешней средой корпуса подшипников с оребрением, так и за счет подачи охлаждающей жидкости;
- нагрузки на патрубки соответствуют требованиям стандарта API610.

Насосы двухпорные многосекционные НДМ

выполнены в соответствии со стандартом API610 тип ВВ5.



Основные конструктивные особенности:

- внешний корпус двухпорный. Ось вала совпадает по высоте с креплением насоса к раме, тем самым предотвращая смещение двигателя из-за термического расширения при высоких температурах (в связи с невозможностью отливки основного корпуса на производственных площадках ОАО «ЭНА», корпуса двухпорных насосов отливаются в ЗАО «Балаково-Центролит». Завод стального литья ЗАО «Балаково-Центролит» был построен и открыт в мае 2014 года. Отливка осуществляется методом ХТС с применением технологии жидкого стекла. Другие корпусные детали отливаются в ОАО «ЭНА»);
- внешний корпус является самостоятельным узлом, что позволяет разбирать насос для осмотра/ремонта без демонтажа трубопроводов;
- в каждом насосе устанавливаются колеса двух-трех различных конструкций. Рабочее колесо первой ступени отличается повышенными кавитационными качествами;
- высокая несущая способность вала обеспечивается конструкцией и подшипниковыми узлами. Подшипники фиксируются на двух концах насоса;
- если необходима эксплуатация при высоких температурах, то дополнительно подключается соответствующая система охлаждения корпусов подшипников;
- разгрузочный барабан уменьшает осевую нагрузку до оптимального уровня и продлевает срок службы подшипников;
- допускаемые нагрузки также соответствуют стандарту API610.

Насосные агрегаты типа НДМ – это принципиально новая разработка ОАО «ЭНА». На сегодняшний день заключены контракты на поставку двадцати агрегатов данного типа, шесть из которых уже отгружены для нефтеперерабатывающего завода в г. Нижнекамск. Отгруженные агрегаты успешно прошли испытания на базе ОАО «ЭНА», а также приемку и входной контроль заказчика и летом 2015 года планируется их ввод в эксплуатацию.

Насосные агрегаты НДМ не уступают импортным аналогам, а по некоторым параметрам даже превосходят их. На сегодняшний день наше предприятие является единственным производителем агрегатов данного типа в России.

Полупогружные электронасосные агрегаты ХП-Е выполнены в соответствии со стандартом API610 тип VS4.

Максимальная производительность до 300 м³/ч, максимальные напоры до 140 м.



Проточная часть данных насосов соответствует проточной части насосов НКА, в связи с этим основные показатели такие же.

Основные конструктивные особенности:

- вкладыши подшипников скольжения выполнены из особо стойких материалов;
- подшипниковый узел обеспечивает возможность замены торцового уплотнения без снятия агрегата с емкости.

Наличие собственного литейного производства позволяет отливать насосные агрегаты в различном материальном исполнении в соответствии с требованиями заказчиков. Материал исполнения подбирается конструкторско-

технологическим отделом ОАО «ЭНА» индивидуально по требованиям каждого опросного листа. Можно выделить следующие критерии подбора материального исполнения:

- тип перекачиваемой среды;
- температура перекачиваемой среды;
- наличие твердых включений в перекачиваемой среде;
- условия эксплуатации на площадке и т.д.

Помимо литейного, предприятие оснащено заготовительным, механообрабатывающим и сборочным производством. Кроме того, есть собственные стенды и центральная заводская лаборатория для испытания всего производимого оборудования.

Агрегаты могут выпускаться с различными глубинами погружения. По требованию заказчика агрегаты можно укомплектовать различными видами систем обвязки торцового уплотнения и различными опорными плитами.

Вся продукция производства ОАО «ЭНА» имеет всю разрешительную документацию. На предприятии действует сервисная служба, специалисты которой в случае необходимости оперативно выезжают к заказчику.

В 2014–2015 гг. были произведены отгрузки для следующих нефтяных компаний: ОАО «СИБУР Холдинг» (АО «Воронежсинтезкаучук»), ОАО «НК «Роснефть» (ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», ОАО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»), ОАО «Рязанский НПК» (Холдинг «ТНК-ВР»), ОАО «ТАИФ-НК», ОАО «Газпром нефть», ОАО «ЛУКОЙЛ» (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез») и др.

Основная стратегия ОАО «ЭНА» – это модернизация производства и освоение новой продукции, по качеству не уступающей импортным аналогам. Для реализации поставленных целей у завода есть все необходимое – высококвалифицированные специалисты и серьезные производственные мощности. Как показало время, был выбран верный путь развития. ●

KEY WORDS: *pumping equipment, engineering, oil refineries, service.*



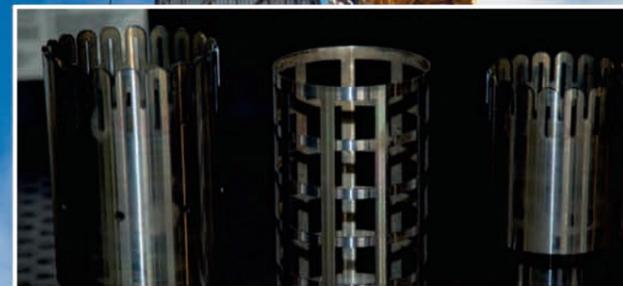
ТЮМЕНЬГЕОЛОГИЯ

консорциум геологоразведочных предприятий

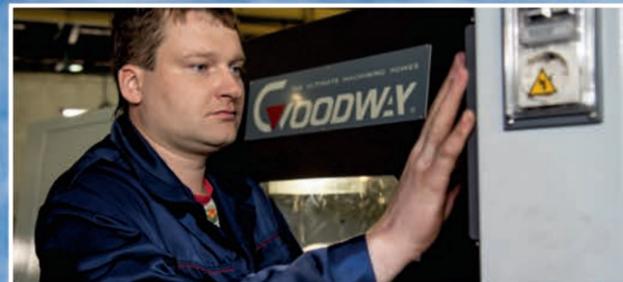
www.tumgeo.ru



СибБурМаш



ООО «ГРОМ»



Югсон-Сервис



Единая цель – едиными силами!



СНИЗИТЬ РИСКИ

КОМПАНИЯ EATON – ЭТО ПРОМЫШЛЕННАЯ КОРПОРАЦИЯ С БОЛЕЕ ЧЕМ СТОЛЕТНИМ ОПЫТОМ В ОБЛАСТИ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО, НАДЕЖНОГО И БЕЗОПАСНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ, ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ И МЕХАНИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ. ИСТОРИЯ КОМПАНИИ НАСЧИТЫВАЕТ БОЛЕЕ ЧЕМ 100 ЛЕТ, ИЗ НИХ БОЛЕЕ ДЕСЯТИ EATON ПРИСУТСТВУЕТ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ. КОМПАНИЯ ПРЕДЛАГАЕТ ЗАКАЗЧИКАМ ИЗ РАЗНЫХ ОТРАСЛЕЙ, В ЧИСЛЕ КОТОРЫХ – НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ, РЕШЕНИЯ НА БАЗЕ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ОПТИМИЗАЦИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ, ПОВЫШЕНИЕ ПРЕДСКАЗУЕМОСТИ ОПЕРАЦИЙ И ЗАЩИТУ ЛЮДЕЙ И ДОХОДОВ. СЕГОДНЯ EATON НАСЧИТЫВАЕТ ОКОЛО 102 ТЫСЯЧ СОТРУДНИКОВ И ОСУЩЕСТВЛЯЕТ ПРОДАЖИ БОЛЕЕ ЧЕМ В 150 СТРАНАХ МИРА

EATON IS AN INDUSTRIAL CORPORATION WITH MORE THAN A CENTURY OF EXPERIENCE IN PROVIDING SOLUTIONS FOR EFFICIENT, RELIABLE AND SAFE OPERATION OF ELECTRICAL, HYDRAULIC AND MECHANICAL POWER. THE HISTORY OF THE COMPANY TAKES MORE THAN 100 YEARS, OF WHICH MORE THAN TEN EATON IS PRESENTED ON THE RUSSIAN MARKET. THE COMPANY OFFERS FOR CUSTOMERS THE SOLUTIONS BASED ON ADVANCED TECHNOLOGIES TO OPTIMIZE PERFORMANCE, INCREASE THE PREDICTABILITY OF THE OPERATIONS AND PROTECT PEOPLE AND INCOMES. TODAY, EATON HAS 102 THOUSAND EMPLOYEES AND SELLS PRODUCTS IN MORE THAN 150 COUNTRIES

Ключевые слова: электротехническое оборудование, безопасность, решения для разведки и добычи, взрывозащищенное оборудование, коммутационные системы, ИБП.



Станислав Макушкин,
руководитель направления
«Нефть и газ»
Eaton

– Предприятия нефтегазовой отрасли быстро реагируют на внешние обстоятельства. Как меняется поведение Ваших заказчиков, можете ли Вы отметить изменение спроса?

– Наряду с требованиями к качеству оборудования и приемлемой цене, заказчики стали чаще обращать внимание на наличие локализованного производства на территории РФ. Компания Eaton оказалась готова к такому повороту событий. Т.к. тема импортозамещения стала актуальной еще задолго до известных всем событий, уже в 2012 году часть нашей продукции была локализована. В Московской области было налажено производство взрывозащищенных постов управления, щитов и клеммных коробок линейки

Crouse-Hinds. Продукция изготавливается в строгом соответствии со стандартами основного завода в Германии, система управления качеством сертифицирована на соответствие ISO9001:2008. Это позволяет производить взрывобезопасное электрооборудование в соответствии с требованиями ATEX и Технического Регламента Таможенного Союза (ТР ТС 012/201) по спецификациям заказчика.

– Речь идет о локализации продукции одного из брендов, который достался Eaton после приобретения Cooper Industries?

– Да, все верно, эта линейка пополнила портфель нашей компании после приобретения

Cooper Industries в 2012 году. Эта сделка открыла для компании дополнительные возможности, например, сегодня мы можем предложить заказчикам решения для взрывоопасных зон.

– Читая об истории компании, удивляешься: едва ли не каждый новый год совершается новое поглощение. Оправданы ли все эти приобретения?

– С течением времени в наш портфель вошли продукты компаний – лидеров отрасли, среди которых такие бренды, как Aeroquip, B-Line, CEAG, Crouse-Hinds, Cutler-Hammer, Holec, Synflex, Vickers, MTL, Airflex и другие. Таким образом, сегодня портфель Eaton объединяет комплексные решения для всех сегментов нефтегазовой отрасли – разведки и добычи, транспортировки, переработки. Принимая решение о том или ином приобретении, Eaton в первую очередь ориентируется на такие аспекты, как расширение продуктового предложения и географии присутствия.

Слияния и поглощения – это органичная часть глобальной стратегии Eaton, которая позволяет нам осваивать новые рынки и повышать конкурентоспособность предлагаемых решений для наших заказчиков.

– Если говорить о портфеле решений компании, на какие конкретно технологии вы делаете ставку?

– Для нефтегазовой отрасли актуален вопрос обеспечения высокого уровня безопасности. Пробелы в области безопасности могут обернуться причинением серьезного вреда персоналу, финансовыми потерями и ущербом для репутации компании. Мы прекрасно это понимаем, поэтому важнейшей задачей для нас является разработка и внедрение решений, повышающих безопасность предприятий наших заказчиков.

Большое внимание мы уделяем прогнозируемости в процессе эксплуатации и предотвращению аварийных ситуаций. Специалисты Eaton разработали компактное распределительное устройство Power Xpert® UX, которое соответствует стандарту 62 271-200 IEC (International Electrotechnical Commission). В конструкции устройства не используется гексафторид серы (элегаз или шестифтористая сера, SF6), что значительно повышает безопасность устройства.

Вакуумные камеры особой конструкции обеспечивают разделение высокозарядной дуги на составляющие с меньшим потенциалом, что позволяет избежать перегрузки в момент коммутации и увеличить срок службы выключателей. Алгоритм работы этого устройства включает защиту от ошибок персонала. В случае, если аварийная ситуация все же возникла, в нем предусмотрены решения для защиты персонала от поражающих факторов. Кроме того, подвижные части КРУ не требуют обслуживания, что снижает стоимость владения. Помимо всего прочего, в устройстве предусмотрен дистанционный контроль специально для работы на удаленных объектах.

– Уделяет ли компания Eaton внимание инновационным разработкам? Или же основной акцент сделан на приобретенных брендах?

– За более чем 100-летнюю историю компании расширение продуктового портфеля происходило как за счет приобретения других игроков рынка, так и за счет разработки собственных инноваций. Разработка инновационных решений – это основной «двигатель» развития нашей компании.

К инновационным решениям можно отнести новую коммутационную систему SmartWire-DT – это новый шаг в развитии коммутации и управления. Система объединяет в единую сеть различные компоненты автоматизации и исполнительные низковольтные устройства, расположенные в шкафу управления и за его пределами, распределяет электропитание и сигналы управления по одному шлейфу. Использование SmartWire-DT позволит не только снизить себестоимость шкафа до 30% за счет стоимости компонентов, а также сэкономленны человек-часов на его проектирование и монтаж, но и существенно сэкономят время на проектирование установки, монтаж, пусконаладочные работы и тестирование – до 85%. К сожалению, не все заказчики готовы к использованию инноваций, многие привыкли к «классическому» методу. Но мы определенно видим прогресс в использовании подобных систем, например, в России интерес к этой технологии проявляют все больше заказчиков.

Весь спектр систем и компонентов для эффективного и безопасного управления энергией на нефтегазовых предприятиях мы продемонстрируем в рамках специализированной выставки «Нефть и газ»/MIOGE-2015, которая пройдет в Москве в июне. Посетители смогут ознакомиться с системами бесперебойного питания, частотными преобразователями, взрывозащищенным оборудованием и другими решениями, которые наша компания предлагает для нефтегазовой отрасли. Среди наших инноваций – тормоза с водяным охлаждением Airflex®, рассчитанные на применение в условиях, требующих поглощения большого количества кинетической энергии, а также системы бесперебойного питания во главе с нашим флагманом ИБП Eaton 93PM, который обладает лидирующим в отрасли показателем КПД до 97%. ●

KEY WORDS: electrical equipment, safety solutions to exploration and production, explosion-proof equipment, switching systems, UPS.

ВЗРЫВНЫЕ ИДЕИ

Peppers

в производстве взрывозащищенного оборудования

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ПЕППЕРС» – РАЗРАБОТЧИК И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ШИРОКОГО СПЕКТРА ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, БЫЛО ОСНОВАНО В г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ В 2011 г. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ПРЕДПРИЯТИЕ ЗАНИМАЕТ ОДНО ИЗ ЛИДИРУЮЩИХ МЕСТ НА РЫНКЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И СНГ

INDUSTRIAL COMPANY "PEPPERS", DEVELOPER AND MANUFACTURER OF A WIDE RANGE OF EXPLOSION-PROOF ELECTRICAL EQUIPMENT, WAS FOUNDED IN ST. PETERSBURG IN 2011. CURRENTLY, THE COMPANY OCCUPIES A LEADING POSITION IN THE MARKET OF EXPLOSION-PROOF ELECTRICAL EQUIPMENT FOR THE PETROCHEMICAL AND GAS INDUSTRY IN RUSSIA AND THE CIS

Ключевые слова: взрывозащищенное оборудование, взрывозащищенные соединительные коробки, взрывозащищенные посты, оборудование для нефтегазовой отрасли.



Александр Анатольевич Трухачев,
Генеральный директор
ООО «Пепперс»

Отличительной чертой компании является ориентация на заказчика: большинство устройств разрабатываются по индивидуальным заданиям заказчика. Успех предприятия основан на оперативном и высокопрофессиональном решении предлагаемых клиентами задач.

Производственная и испытательная база предприятия – это современный технологический комплекс, все подразделения которого оснащены передовыми системами мониторинга качества выполняемых работ. Специалисты предприятия – профессионалы высокого класса, обеспечивающие качественное выполнение всех технологических процессов.

Своими основными задачами на сегодняшний день компания «Пепперс» считает использование накопленных знаний и опыта каждого сотрудника, удержание

ООО «Пепперс» сегодня – это высокоэффективная, динамично развивающаяся компания, которая зарекомендовала себя в качестве надежного поставщика продукции высокого качества



высокого авторитета компании как разработчика взрывозащищенного электрооборудования. Цель компании – это максимальное соответствие потребностям заказчика, снижение затрат клиента и сохранение окружающей среды.

География деятельности компании «Пепперс» весьма обширна: это более 5000 предприятий в России и СНГ. Продукция компании находит применение на крупнейших российских нефтяных и газовых заводах отрасли.

Предприятие имеет всю необходимую разрешительную документацию на изготовление и применение продукции на опасных производственных объектах.

Основные типы продукции, выпускаемые компанией «Пепперс»:

Коробки соединительные взрывозащищенные серий ТМ, ВМ и РМ. Оборудование может быть выполнено из полиэстера, алюминиевого сплава или нержавеющей стали.

Взрывозащищенные посты серии СМ. В качестве материала может использоваться полиэстер, алюминиевый сплав или нержавеющая сталь.

Исходя из требований технического задания заказчика и технических

условий мы предлагаем следующие решения:

Устройства управления модульные серии ТМ (Terminal Module) имеют маркировку взрывозащиты 1Ex e IIC/IIA/IIIB T6...T4 Gb и степень защиты IP66 согласно EN 60529. Предназначены для эксплуатации зонах в 1 и 2 и представляет собой сертифицированную оболочку, внутри которой могут быть установлены клеммы и другие сертифицированные Ex-компоненты. На боковых сторонах корпуса устанавливаются кабельные вводы, модули подключения или другие внешние встраиваемые компоненты. Данная серия применяется для соединений и распределений различных цепей систем управления и других систем.

Серия ВМ (Barrier Module) аналогична по конструкции серии ТМ за исключением устанавливаемой сертифицированную оболочку искробезопасного электрооборудования. Эта серия имеет маркировку взрывозащиты 0Ex ia IIC/IIA/IIIB T6...T4 Ga. Устройства управления модульные серии ВМ применяется для соединений и коммутации искробезопасных электрических цепей.

Серия РМ (Protective Module) представляет собой сертифицированный корпус, внутри которого устанавливаются различные сертифицированные аппараты защиты. Маркировка взрывозащиты: 1Ex e m IIC/IIA/IIIB T6...T4 Gb, 1Ex e mb IIC/IIA/IIIB T6...T4 Gb, 1Ex e d mb IIC/IIA/IIIB T6...T4. Номинальные токи в предохранителях с быстродействующих предохранителях от 32mA до 1,25A и от 2A до 6,3A в предохранителях с не быстродействующей плавкой вставкой. На боковых периметрах корпуса устанавливаются



взрывозащищенные кабельные вводы, модули подключения или другие внешние встраиваемые компоненты. Данная серия применяется для защиты различных систем управления и других систем.

Устройства управления модульные серии СМ (Control Module) – представляет собой сертифицированную оболочку, внутри которой устанавливаются клеммы и другие сертифицированные Ex-компоненты или распределительные шины. Маркировка взрывозащиты: серии СМ 1Ex e d IIC/IIA/IIIB T6...T4 Gb. Зоны эксплуатации: зоны 1 и 2 и степень защиты IP66 согласно EN 60529. На боковых сторонах корпуса устанавливаются кабельные вводы, модули подключения или другие внешние встраиваемые элементы. На крышке или навесной двери оболочки устанавливаются сертифицированные командные, сигнальные, индикаторные модули. Данные элементы могут быть смонтированы как на крышке или навесной двери, так и на несущей шине, установленной внутри корпуса. Данная серия применяется для индикации и управления в системах управления и других системах.

Посты сигнализации и загазованности представляют собой различные сочетания взрывозащищенных клеммных коробок серии ТМ, ВМ и взрывозащищенных пультов управления серии СМ и различных аварийных звуковых, оптических или комбинированных сирена-маяк сигнализаторов, жестко соединенных на металлической раме. Конструктивное исполнение устройств определяется проектной документацией, которая разрабатывается под конкретные требования заказчика.

Маркировка взрывозащиты:

- 0Ex ia IIC/IIA/IIIB* T6...T4** Ga
- 1Ex e ia IIC/IIA/IIIB* T6...T4** Gb
- 1Ex e mb IIC/IIA/IIIB* T6...T4** Gb
- 1Ex e d IIC/IIA/IIIB* T6...T4** Gb
- 1Ex e d mb IIC/IIA/IIIB* T6...T4** Gb
- 1Ex ib IIC/IIA/IIIB* T6...T4** Gb
- 1Ex e ib IIC/IIA/IIIB* T6...T4** Gb
- 1Ex e d mb ia IIC/IIA/IIIB* T6...T4** Gb

Маркировка взрывозащиты и максимальное рабочее напряжение конкретного устройства зависят от состава устройства и характеристик, входящих в него компонентов.



Устройства управления модульные предназначены для эксплуатации во взрывоопасных зонах класса 0, 1 и 2 по классификации ГОСТ Р МЭК 60079-10-1-2008, ГОСТ 31610.10-2012/IEC 60079-10:2002 в соответствии с маркировкой взрывозащиты и ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008. Устройства соответствуют требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011, ГОСТ Р 52350.7-2005 (МЭК 60079-7:2006), ГОСТ 31610.7-2012/IEC 60079-7:2006, ГОСТ IEC 60079-1-2011, ГОСТ Р МЭК 60079-11-2010, ГОСТ Р МЭК 60079-18-2012, «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), главы 7.3 «Электроустановки во взрывоопасных зонах», гл. 7.4 ПУЭ и другим нормативным документам

Инженеры компании готовы всегда ответить на все ваши вопросы и оказать необходимую консультацию по телефону: +7 (812) 640-73-34 или по бесплатному номеру +7 (800) 775-17-65

Запросы на взрывозащищенное электрооборудование направляйте по адресу: sales@ex-peppersrussia.com

KEY WORDS: explosion proof equipment, explosion proof junction box, explosion-proof posts, equipment for the oil and gas industry.

ОБОРУДОВАНИЕ ПЕППЕРС. БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ, НА КОТОРУЮ МОЖНО ПОЛОЖИТЬСЯ!

ООО «Пепперс»
тел.: +7(812)640-73-34
факс.: +7(812)305-39-78

Системы сбора данных и управления компании McCoyGlobal

УДК 62-18



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

McCoy Global является ведущим поставщиком оборудования для свинчивания трубных изделий и грузоподъемного оборудования для глобальной энергетической отрасли. Наши комплексные предложения продукции включают в себя полную линейку систем сбора данных и управления для свинчивания трубных соединений.

Наша система WINCATT® мониторинга момента/поворотов надежно и точно отслеживает крутящий момент, повороты и скорость вращения в процессе свинчивания для определения

соответствия спецификациям изготовителя резьбы. Особенности WINCATT® являются «пошаговая» система отчетов, поддержка библиотеки соединений труб и журнала совместного графического представления нескольких соединений, позволяющего операторам непрерывно генерировать отчеты. Точность крутящего момента и давления, как правило, <1% при точности поворотов +/-1 сигнал от счетчика оборотов. Система WINCATT® также поставляется во взрывозащищенной версии, сертифицированной по ATEX, для использования в опасных и неопасных зонах.

Переводник для беспроводной передачи крутящего момента weCATT™ производства McCoy Global точно регистрирует момент, повороты и нагрузку на крюке от системы верхнего привода и легко адаптируется к существующим оригинальным системам верхнего привода и вращателям обсадных труб. Данные беспроводно передаются системе WINCATT® или другой системе.

WeCATT™ поставляется в двух различных размерах – 4,5" и 6,625" с максимальным крутящим моментом от -50000 фунтов*фут до +50000 фунтов*фут. Это устройство

сертифицировано по CSA/UL/ ATEX/ IECEx и изготавливается в соответствии со спецификациями API 8C. Увеличенный срок службы аккумулятора устройства составляет 30 дней непрерывного использования. Оно также имеет высоко динамичные характеристики показаний – до 480 значений в секунду, и в нем имеется запатентованный гиометрический счетчик поворотов, который не использует внешних датчиков. Всесторонние полевые испытания показали, что weCATT™ работает с непревзойденной точностью и временем реакции.

Для калибровки систем измерения крутящего момента мы предлагаем устройство калибровки момента weVERIFY™ в трех различных размерах – с наружным диаметром 7,625" с крутящим моментом 50000 фунтов*фут; с наружным диаметром 9,0" с крутящим моментом 120000 фунтов*фут и 11,375" с крутящим моментом 150000 фунтов*фут. Устройство может использоваться горизонтально или вертикально, что позволяет ему работать согласованно с гидравлическими ключами, стационарными устройствами горизонтального навинчивания-развинчивания и ключами-роботами. Выход weVERIFY отображается на ЖК-мониторе. Данные, передаваемые в реальном времени, совместимы с системой WINCATT®, что позволяет выполнять дистанционную калибровку в режиме реального времени.

McCoy Global предлагает продукцию и решения, направленные на повышение производительности, эффективности и долговечности. Мы гарантируем, что Вы будете удовлетворены надежностью и точностью наших систем сбора данных и управления.

Если Вам необходима дополнительная информация, пожалуйста, обращайтесь по адресу dcsales@mccoyglobal.com.



КОМПЬЮТЕРИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ СБОРА ДАННЫХ И УПРАВЛЕНИЯ

MCCOY предлагает полную линейку систем сбора данных и управления для свинчивания трубных соединений. Наша система мониторинга момента/поворотов WINCATT® надежно и точно отслеживает повороты, крутящий момент и скорость вращения. Переводник для беспроводной передачи крутящего момента weCATT™ регистрирует момент, повороты и нагрузку на крюке от системы верхнего привода и беспроводно передает данные системе WINCATT® или другой системе мониторинга. Для калибровки систем измерения крутящего момента мы предлагаем устройство калибровки момента weVERIFY™ в различных размерах. Мы гарантируем, что вы будете удовлетворены надежностью и точностью наших систем сбора данных и мониторинга.



ОБОРУДОВАНИЕ ХАФИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ И ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ХАФИ



АВСТРИЙСКАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ И ИНЖИНИРИНГОВАЯ КОМПАНИЯ ХАФИ, ОСНОВАННАЯ В 1984 ГОДУ, РАЗРАБАТЫВАЕТ И ПРОИЗВОДИТ КОМПРЕССОРНЫЕ АГРЕГАТЫ И КОМПЛЕКТНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ КЛИЕНТОВ, ЧЬЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО, СОСРЕДОТОЧЕНА В СТРАНАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ, РОССИИ И ДРУГИХ СТРАНАХ СНГ. СОБСТВЕННЫЙ ЗАВОД ХАФИ ИНДАСТРИЗ РАСПОЛАГАЕТСЯ В Г. ЕСТЕРГОМ, ВЕНГРИЯ. РОССИЙСКОЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО, ООО «ХАФИ РУС», ОСНОВАНО В 2003 ГОДУ, ОДНАКО В РОССИИ КОМПАНИЯ ХАФИ НАЧАЛА РАБОТАТЬ С 1996 Г.

THE AUSTRIAN MANUFACTURING AND ENGINEERING COMPANY HAFI, FOUNDED IN 1984, DEVELOPS AND MANUFACTURES COMPRESSOR UNITS AND COMPLETE PLANTS FOR CLIENTS WHOSE BUSINESS ACTIVITIES CONCENTRATE MAINLY IN THE CENTRAL AND EASTERN EUROPE, RUSSIA AND OTHER CIS COUNTRIES. THE OWN FACTORY HAFI INDUSTRIES IS LOCATED IN ESZTERGOM, HUNGARY. THE RUSSIAN REPRESENTATIVE OFFICE "HAFI RUS" LTD. WAS FOUNDED IN 2003, BUT IN RUSSIA THE COMPANY HAFI STARTED TO WORK IN 1996

Ключевые слова: компрессорные установки, холодильные установки, установки подготовки газа.

**Денис Иванович
Ракитин,**
Исполнительный директор
ООО «ХАФИ РУС»

Установки ХАФИ создаются по индивидуальным запросам заказчиков на базе компрессорных блоков таких известных компрессоростроительных компаний как HOWDEN, GRASSO, KOBELKO, AMF с учетом российских норм и требований. Для специальных задач используются компрессорные блоки от других известных компрессоростроительных компаний. Компания ХАФИ выпускает компрессорные и холодильные установки как маслосодержащего типа (для холодильной техники, для сжатия углеводородных газов, и др.),

так и для сухого сжатия – для воздуха, газов, в которых примеси масла недопустимы. Маслосодержащие компрессоры могут комплектоваться системой отделения масла со степенью очистки до 1..3 ppm на выходе.

Все установки ХАФИ имеют несколько вариантов исполнения: блочно-модульное – для установки в компрессорном цехе; контейнерное с системами жизнеобеспечения – для установки в «полевых» условиях и арктическое контейнерное/блочно-модульное – для эксплуатации при температурах окружающей среды до -60°C.

УДК 621.51

Всего за все время существования компании было изготовлено и поставлено более 5 000 компрессорных и холодильных установок, газодувок, воздушных компрессоров.

Компрессорные установки ХАФИ

Гибкий и индивидуальный подход компании ХАФИ к разработке и производству компрессорных агрегатов дает нашим Заказчикам неоспоримые преимущества в реализации поставленных перед ними задач. При этом ответственность и объем поставки компании ХАФИ распространяется не только на компрессорные

агрегаты, но и на вспомогательное оборудование, установленное в составе компрессорной установки – сепараторы, промежуточные и концевые охладители, системы жизнеобеспечения, системы управления и т.д.

Холодильные установки ХАФИ

Компания ХАФИ является уникальной и возможно единственной в Европе компанией, работающей на стыке компрессорных и холодильных технологий для углеводородных газов. Особенностью инженерных решений является проектирование установки

состоящей из блочно-модульных узлов высокой заводской готовности. Ответственность ХАФИ распространяется на весь холодильный цикл, в т.ч. межблочные трубопроводы, охладители углеводородного газа, АВО, вспомогательные теплообменники, сосуды, системы управления.

Установки подготовки газа ХАФИ

Используя полученные знания по холодильно-компрессорным технологиям, технологии сепарации жидкости и газа, компания ХАФИ получила возможность предлагать заказчикам комплектные установки подготовки газа на базе технологии НТК (низкотемпературная конденсация). Особенностью инженерных решений является проектирование установки состоящей из блочно-модульных узлов высокой заводской готовности. ●

KEY WORDS: compressor unit, refrigeration unit, gas treatment unit.



ООО «ХАФИ РУС»
107078, Москва, ул. Новорязанская, 18,
строение 10, подъезд 1, офис 2
Тел.: +7 (495) 259-78-02, 609-68-52
Факс: +7 (495) 259-78-02 доб. 102
E-mail: sales@hafi-aerzen.ru
<http://www.hafi.ru>

НОВЫЙ УРОВЕНЬ РОССИЙСКОГО КОМПРЕССОРОСТРОЕНИЯ



СОГЛАСНО ПРАВИТЕЛЬСТВЕННЫМ ПЛАНАМ, К 2020 ГОДУ ПОЛНОСТЬЮ НЕЗАВИСИМЫМИ ОТ ИМПОРТА ДОЛЖНЫ СТАТЬ 18 ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ СТАНКООБРАЗОВАНИЕ И МАШИНОСТРОЕНИЕ. НО МНОГИЕ ОТРАСЛИ ПО-ПРЕЖНЕМУ ОСТАЮТСЯ ЗАВИСИМЫМИ ОТ ИНОСТРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЧТО В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ ДЕЛАЕТ НЕВОЗМОЖНЫМ НОРМАЛЬНОЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ЦЕЛЫХ ОТРАСЛЕЙ. ПОЭТОМУ СЕГОДНЯ КРАЙНЕ ВАЖНО РАЗВИВАТЬ КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ, ПРОИЗВОДЯЩИЕ ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩУЮ ПРОДУКЦИЮ

ACCORDING TO GOVERNMENT PLANS, 18 INDUSTRIES SHOULD BE COMPLETELY INDEPENDENT OF IMPORTS BY 2020. BUT MANY INDUSTRIES ARE STILL DEPENDENT ON FOREIGN EQUIPMENT, IN TERMS OF SANCTIONS MAKES IT IMPOSSIBLE TO THE NORMAL OPERATION OF ENTIRE INDUSTRIES. THAT'S WHY TODAY IT IS ESSENTIAL TO DEVELOP COMPETITIVE ENTERPRISES THAT PRODUCE IMPORT-SUBSTITUTING PRODUCTS

Ключевые слова: компрессоростроение, импортозамещение, нефтехимические и нефтегазовые предприятия, компрессоры, компрессорные станции.



Райчук Дмитрий Андреевич,
директор
Компрессорного завода
КОСМА

– Как сегодня развивается рынок компрессоростроения, каковы основные тренды и проблемы?

– Различные программы Правительства РФ по поддержке промышленности в частности помогают и отечественным компрессоростроителям в определении своего развития, корректировки бизнес-проектов и планов. Не секрет, что сегодня сохранилось всего несколько отечественных компрессорных заводов, обладающих полным циклом производства – собственным литейным, механообрабатывающим, испытательным комплексом.

На фоне развивающегося рынка импортного оборудования очередным препятствием для развития отечественного рынка стали небольшие компании, специализирующиеся либо на крупноузловой сборке иностранного оборудования, либо на восстановлении старых моделей отечественного компрессоростроения. И все они предпочитают называть себя «заводом». Но зачастую у них нет собственной службы технического контроля, испытательных стендов, достойных конструкторских и технологических отделов.

– Как позиционирует себя КОСМА и в чем видит свою основную задачу?

– Продолжая долгую историю 2-х ведущих компрессорных заводов – ОАО «Компрессорный завод» (г. Краснодар) и ОАО «Борец» (г. Москва) и аккумулировав в себе опыт их лучших наработок, «Компрессорный завод КОСМА», является единственным правообладателем всей конструкторской документации этих заводов.

«КОСМА» продолжает работать на производственных площадях ОАО «Компрессорный завод».

Основная задача «Компрессорного завода КОСМА» – это восстановление отечественной компрессорной школы, восстановление разработок в

области, как компрессоростроения, так и в смежных областях – тепломассообмене, холодноснабжении.

Сегодня завод стремительно наращивает потерянные в последние годы темпы роста и внедряет новые технологии. Уже произведена модернизация всех моделей старой номенклатуры компрессоров модельных рядов М2,5, М4, 2П, 3П, 5П и 7П, внедрены современные технологии в элементах газораспределения и уплотнений, улучшены характеристики надежности машин. Периодичность обслуживания стандартных комплектаций компрессоров доведена до 3000 часов. По требованию заказчика могут быть предложены исполнения с периодичностью обслуживания до 10 000 часов.

– Каковы основные преимущества «Компрессорного завода КОСМА», за счет чего завод остается конкурентоспособным?

– Одно только сохранение старой номенклатуры не позволит устойчиво развиваться заводу. Поэтому «Компрессорный завод КОСМА» уже сегодня внедряет новые модели компрессорных установок, заново разработанных под современные требования надежности и качества. Среди последних разработок отдельно стоит обратить внимание на новые модельные ряды поршневых компрессоров М7 и М9, позволяющие обеспечить сжатие различных газов

с давлением нагнетания до 500 атм. с установленной мощностью до 1000 и до 1500 кВт, соответственно.

– Кто основные потребители продукции, выпускаемой на новых базах?

– Новые модельные ряды интересны в первую очередь нефтехимическим и нефтегазодобывающим компаниям, как импортозамещающее оборудование. Не секрет, что по массогабаритным показателям и надежности до сих пор иностранным компаниям не было равных.

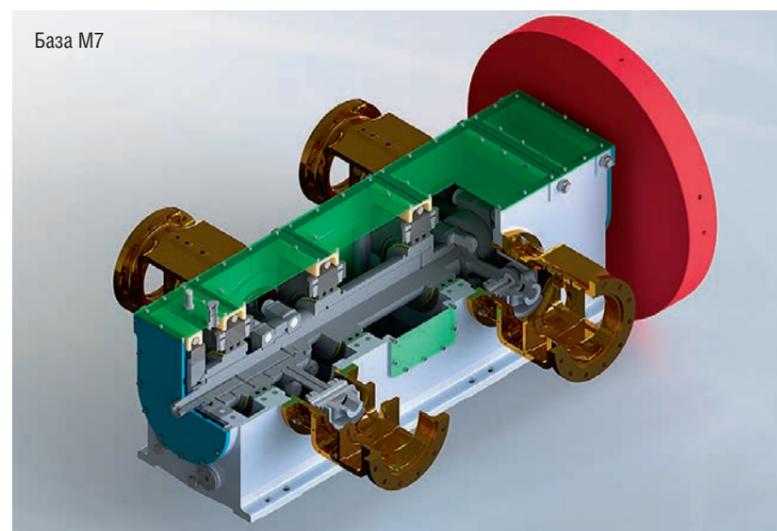
Компрессорные установки модельных рядов М7 и М9, обладая широкими возможностями, могут решать особо важные задачи текущего времени как для нефтегазодобывающих, так и для нефтехимических компаний, в технологических процессах сбора газа на месторождении для подачи его в транспортную систему, поддержания добычи при падающем давлении в скважине, сжатия газа для его закачки в пласт при поддержании пластового давления, сжатия газа для закачки в подземные хранилища, АГНКС и многие другие. Сегодня модельные ряды М7 и М9 в ряде параметров даже превосходят иностранные аналоги.

– В чем же их особенности?

– Во-первых, эти базы стали высокоскоростными, что позволило сделать их компактными. Использование специальных материалов существенно снизило их массу, а отсутствие редукторов обеспечило прямое соединение компрессора с существующими моделями газопоршневых двигателей, дизелей и высокоскоростных электроприводов.

Во-вторых, они очень широко используются за счет применения нового ряда цилиндров как с водяным, так и с воздушным охлаждением. Это позволило обеспечить работоспособность компрессорных установок в самых тяжелых режимах эксплуатации, в не зависимости от окружающих условий и условий всасывания.

В-третьих, они максимально современны, т.к. при их разработке учитывались требования международного стандарта API, что впервые было воплощено в отечественном компрессоростроении, наряду с обеспечением требований российских ГОСТов и Правил безопасности.



Четвертой их особенностью является надежность. Она достигается за счет применения современных элементов газораспределения и уплотнения, разработанных совместно с ведущими мировыми компаниями и выпускаемыми под брендом КОСМА в России. Применение новых технических решений при разработке компрессорных рам и цилиндров, специальная конструкция цилиндров позволили правильно использовать современные дисковые или кольцевые клапаны, поршневые маслосъемные и уплотнительные кольца и сальниковые уплотнения, что позволило компрессорам «Компрессорный завод КОСМА» выйти на новый уровень надежности, ранее доступный только иностранным компаниям. Сегодня мы готовы гарантировать наработку на отказ не менее 10000 часов, что является уникальным для отечественного компрессоростроения с устаревшими 2000 часами ранее.

И, конечно, эти базы универсальны за счет расширения диапазона рабочих усилий, увеличения предельных давлений нагнетания и существенного расширения диапазона мощностей.

Компактность компрессорных баз М7 и М9 даже при использовании «сухого» сжатия позволяют разместить их блок-боксах с шириной 3000 мм. В зависимости от комплектации длина таких блок-боксов может быть 6000, 9000 или 12000 мм. Решения по размещению вспомогательного оборудования стандартны и уже опробованы на модульных компрессорных станциях модельного ряда МКС.

Также мы сохранили возможность изготовления компрессоров и компрессорных станций в специальных исполнениях, среди которых: морское исполнение, исполнение для сжатия сероводородосодержащего газа, тропическое исполнение и многие другие.

– Завод выпускает только стационарное оборудование или налажено производство и передвижных комплексов?

– Передвижным комплексам мы уделяем особое внимание. Уже проведена модернизация существующих передвижных воздушных и азотных установок серий СД/СДА и НД/НДА. Не секрет, что ранее выпускаемые передвижные комплексы не всегда обеспечивали требования по габаритам и при транспортировке часто требовалась частичная разборка компрессора. Поэтому, наш завод, являясь единственным законным правообладателем конструкторской документации завода-разработчика передвижных воздушных и азотных установок, решил модернизировать модельный ряд поршневых компрессоров 4ГМ2,5 с целью оптимизации их габаритов для возможности их использования в составе СД/СДА и НД/НДА с выполнением требований заказчика по габаритам. В рамках модернизации также проведена замена ранее используемых шасси Урал и МЗКТ на современные шасси КАМАЗ.

Разработка новых компрессорных баз также позволила внедрить новые модельные ряды и в передвижных азотных комплексах.

УДК 621.51

Так, СДА-20/251 кроме ранее доступной версии с 2-х каскадным сжатием (первый каскад-винтовой компрессор, второй – поршневой компрессор) на шасси МЗКТ, сегодня может быть предложена и в новом варианте – с использованием новой компрессорной базы М7 в однокаскадном варианте на шасси КАМАЗ. Такой вариант существенно снижает массу станции, исключает отбор мощности от дизеля шасси, имеет более высокую проходимость. А применение новой базы М7 позволяет увеличить наработку машины до сервисных работ (до 4000 часов вместо сегодняшних 1000 часов).

– Какими новинками пополнился модельный ряд за последнее время?

– Совершенно новыми предложениями являются 2-модели передвижных азотных станций: СДА-30/251 и СДА-50/251. Первая изготавливается на базе шасси МЗКТ в однокаскадном варианте на базе поршневого компрессора моельного ряда М9, а вторая на базе двух шасси в двухкаскадном исполнении. Как всегда, указанная в обозначении модели СДА производительность приводится для азота чистотой не менее 95%. Использование высокопроизводительных передвижных азотных комплексов позволяет существенно снизить время закачки азота, снизить количество обслуживающего персонала, исключить повышенный износ шасси, существенно снизить расходы на обслуживание за счет уменьшения числа сервисных работ.

– Как обстоит ситуация с контролем качества на предприятии?

Поставка оборудования на особо опасные объекты требует повышенного внимания к продукции и обеспечению заявленных требований. Для исключения «случайностей» на месте эксплуатации «Компрессорный завод КОСМА» постоянно ведет работу по внедрению собственных требований обеспечения качества, среди которых и обязательный контроль каждой механообрабатывающей операции представителями службы ОТК, обязательный контроль структуры металла литейной продукции, внедрение новых правил при проведении гидроиспытаний ответственных деталей компрессора,

внедрение маркировки основных узлов компрессора, контроль прочностных характеристик ответственных изделий.

– Помимо компрессорного оборудования завод КОСМА производит холодильное оборудование, расскажите об этом сегменте вашего производства.

– Развитие завода в области разработки новых поршневых компрессорных баз позволило по-новому взглянуть и на холодильное машиностроение для нефтехимической и нефтегазодобывающей отраслей. В настоящее время разрабатываются комплексы низкотемпературной сепарации газа на базе новых пропановых компрессоров модельных рядов М7 и М9. Работая в режиме получения точки росы газа -25°C, сегодняшние возможности позволяют создать холодильный блок с единичной холодопроизводительностью от 1 МВт.

В составе стандартного холодильного блока для систем низкотемпературной сепарации газа, как правило, входит сама холодильная пропановая установка на базе поршневого компрессора, воздушный блок конденсаторов, испаритель прямого кипения, ряд сепараторов и теплообменники. Низкотемпературная сепарация газа позволяет исключить дросселирование газа для получения нужной точки росы с последующим повышением давления газа до требуемого.

Оборудование холодильного блока поставляется в полной готовности к пуску в блочном исполнении, что существенно снижает затраты на монтаж по месту эксплуатации.

– Где оборудование проходит испытания?

– В 2014 году на заводе был организован испытательный комплекс для выполнения перечня работ по подтверждению характеристик компрессорных установок, передвижных азотных комплексов, вентиляционного оборудования, теплообменных установок, холодильных машин. В рамках обкатки и испытаний на стендах осуществляется контроль всех параметров, симуляция предельных и аварийных режимов под нагрузкой, контроль состояния оборудования после снятия нагрузки. По требованию заказчика возможно

проведение натуральных испытаний оборудования с созданием реальных рабочих условий (на режиме работы с воздухом).

Только так возможно обеспечить поставку надежного оборудования, за которое не стыдно будет через три, пять, семь лет...

– Насколько все это позволяет обеспечить качество продукции?

Как пример, мы очень часто слышим негативные отзывы по отечественным компрессорам, о крайне низкой наработке колец, штоков, поршней и т.д. Но на вопрос о месте приобретения данных комплектующих в 99% случаев мы слышим ответы – либо у перекупщиков, либо у нелегальных производителей, именующих себя заводами. При этом потребители ни разу не обращались на завод, выпустивший данный компрессор, гарантирующий выпуск НОВЫХ запасных частей по технологическим картам и конструкторской документации. Но в то время как большинство из них привыкли менять штоки, поршни и цилиндры чуть ли не раз в два года, оригинальные запасные части завода-изготовителя имеют наработку не менее 30000 часов, т.е. 5–7 лет. Разница очевидна и разрушает миф о мнимой экономии.

Сегодня наш завод предпринимает все усилия для создания современного российского компрессорного предприятия, обеспеченного полным циклом производства, гарантирующего контроль качества на каждом этапе выпуска компрессора и комплектующих, внедряющего новые технологии в новых современных моделях. ●

KEY WORDS: *compressionratio, import substitution, petrochemical and oil and gas enterprise, compressors, compressor stations.*

Для более детального знакомства с предлагаемой номенклатурой и новыми разработками. «Компрессорный завод КОСМА» приглашает Вас на стенд № А301 в рамках выставки MIOGE



г. Краснодар,
Ростовское шоссе 14/2
+7(861) 299 52 99
www.kosma.ru

ОСВЕЩЕНИЕ ТЕРРИТОРИЙ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ, ПРОМЫШЛЕННЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ



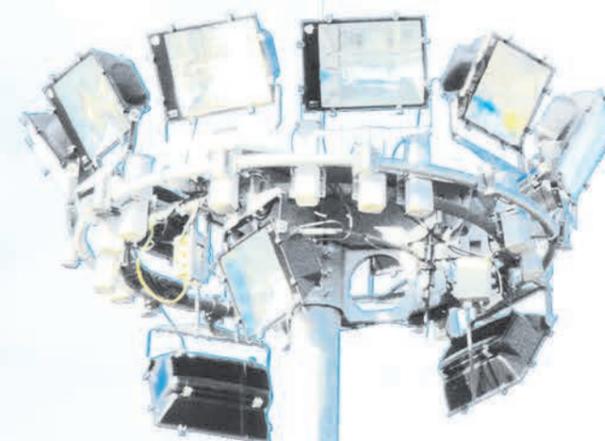
Отечественный производитель металлоконструкций:
молниеприёмники до 60 м

мачты со стационарной короной высотой до 50 м

мачты со стационарно-мобильной короной высотой до 50 м

мачты с мобильной короной высотой до 45 м

Сертифицированы в ГАЗПРОМСЕРТ



129626, Россия, Москва
Проспект Мира, 106
+7 495 785 37 40
+7 495 785 20 96
pilyugin@bl.trade.ru



ДЕРЖАТЬ РУКУ НА ПУЛЬТЕ

Комплексные решения в аутсорсинге



ЕЩЕ ШАРЛЬ МОНТЕСКЬЕ ГОВОРИЛ, ЧТО ПРЕЖДЕ, ЧЕМ ЗАНИМАТЬСЯ СОЗИДАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ, ЧЕЛОВЕКУ НУЖНО ЧТО-ТО ЕСТЬ, ВО ЧТО-ТО ОДЕВАТЬСЯ И ГДЕ-ТО ЖИТЬ. С ТЕХ ПОР НИЧЕГО НЕ ИЗМЕНИЛОСЬ. СЕГОДНЯ ДЛЯ РАБОЧИХ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ НЕОБХОДИМО НЕ ПРОСТО ОБЕСПЕЧИТЬ БЕЗОПАСНОСТЬ И БЕСПЕРЕБОЙНОСТЬ ИХ РАБОТЫ, НО, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ, СОЗДАТЬ КОМФОРТНЫЕ УСЛОВИЯ ПРОЖИВАНИЯ. ВЫПОЛНЕНИЕ ЭТОГО КРАЙНЕ ВАЖНОГО УСЛОВИЯ СТАНОВИТСЯ ОСОБЕННО АКТУАЛЬНО, УЧИТЫВАЯ, ЧТО БОЛЬШИНСТВО НЫНЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАХОДЯТСЯ В ОТДАЛЕННЫХ РАЙОНАХ С НЕДРУЖЕЛЮБНЫМ КЛИМАТОМ

EVEN CHARLES DE MONTESQUIEU SAID THAT BEFORE ENGAGING IN CREATIVE ACTIVITIES THE PERSON NEEDS SOMETHING TO EAT, SOMETHING TO WEAR AND SOMEWHERE TO LIVE. SINCE THEN NOTHING HAS CHANGED. OIL AND GAS FIELDS WORKERS NEED NOT JUST COMFORTABLE LIVING CONDITIONS THESE DAYS BUT, PRIMARILY, THE EMPLOYER HAS TO ENSURE THE SECURITY AND CONTINUITY OF THEIR WORK. THE IMPLEMENTATION OF THIS EXTREMELY IMPORTANT CONDITIONS IS PARTICULARLY IMPORTANT REMEMBERING THAT MOST OF THE EXISTING OIL AND GAS FIELDS ARE IN REMOTE AREAS WITH UNFRIENDLY CLIMATE

Ключевые слова: вахтовый поселок, аутсорсинговые услуги, техническое обслуживание.

Евгений Переверзев,
Вице-президент
по развитию бизнеса
ОМС

Добыча на отдаленных месторождениях связана с рядом рисков, и в первую очередь, безусловно, производственных, экологических, промышленных. Тем не менее, и социально-бытовая составляющая жизни месторождения при ее отказе может поставить под угрозу производственный процесс: из-за удаленности объектов от городской инфраструктуры некоторые внештатные происшествия, аварии, которые в иных условиях подлежат исправлению в кратчайшие сроки, на

отдаленных месторождениях, куда ТМЦ и аварийные бригады можно доставить только вертолетом, могут привести к невозможности кормить людей, обеспечить им нормальные условия для проживания, что не может не сказаться на производственном процессе и производительности труда.

До относительно недавнего времени нефтегазовые и нефтесервисные компании сами обеспечивали на месторождениях проживание, питание и досуг для своих работников. Но более 10 лет назад стремление сконцентрироваться на основном бизнесе и минимизировать риски и издержки в непрофильной сфере привело к тому, что эту часть обеспечения производственных

процессов компании стали отдавать профессионалам на аутсорсинг.

Не секрет, что за последние 10 лет в ИТ-сфере произошел качественный скачок, позволяющий легко автоматизировать многие процессы, которые ранее автоматизировать было и слишком дорого, и громоздко. Несмотря на то, что в мире эти технологии активно применяются и в административно-хозяйственном аутсорсинге, в России элементы автоматизации в этой отрасли можно было «найти» только в крупных городах: в современных бизнесцентрах, торговых комплексах, сетевых предприятиях питания. Что же касается месторождений, где минимизация человеческого фактора и повышение надежности

сервиса стоит всегда более остро, то там автоматизация в процессах кейтеринга, клининга, эксплуатации до сих пор – огромная редкость. Одной из немногих компаний, регулярно и удачно внедряющих автоматизацию, является компания ОМС.

- Учет текущего состояния систем по результатам диагностики и осмотров
- Диспетчеризация устранения отказов оборудования
- Управление запасами ТМЦ для регламентных и аварийных работ.

ОМС является лидером рынка аутсорсинга административного обеспечения России и Украины, оказывая услуги уже более 17 лет

- Общее количество сотрудников ОМС **более 40 000 человек**
- Компания оказывает услуги **в более чем 100 городах** и имеет **18 филиалов**
- Ежедневно осуществляется уборка и обслуживание **более 15 000 000 кв. м площадей** и готовится **более 95 000 обедов**

Одно из главных направлений деятельности **компании** – создание комфортных и безопасных условий труда и жизни персонала на удаленных объектах. Сейчас в обслуживании Компании более тысячи удаленных объектов в разных регионах страны, и кому как не им понимать: чтобы свести к минимуму отказы инфраструктуры и человеческого фактора, без развития и успешного применения автоматизированных систем управления не обойтись. В 2008 году пилотным проектом стало внедрение автоматизированной системы управления ассортиментом предприятий питания и учета использования дотаций. Применение ПО «Стерминалов» на предприятиях питания позволяет получить простую и прозрачную отчетность использования работниками заказчика дотаций на питание, формировать разнообразное меню и рационы питания, анализировать продуктовую корзину и снизить объемы возможных остатков. Теперь же очередь дошла и до технического обслуживания и текущего и аварийного ремонтов зданий и сооружений, внутренних и внешних инженерных сетей, а также – управления размещением в общежитиях.

Что касается автоматизации технического обслуживания и текущего и аварийного ремонтов зданий и сооружений, внутренних и внешних инженерных сетей, то здесь основным направлением были выбраны:

1. Планирование и контроль исполнения регламентных работ ТО

В свое время в интересах Дивизиона Эксплуатации компании ОМС был разработан программный продукт под названием "MD-online", который применялся Компанией при обслуживании городских объектов. В доработанном варианте, с акцентом на управление запасами, он год назад начал применяться и при обслуживании удаленных объектов, и итоги использования на сегодняшний день можно назвать эффективными.

MD-online состоит из трех основных блоков: планирование ТО, контроль проведения ТО и контроль остатков запчастей на складе.

Применяя этот программный продукт, Компания позволяет Заказчику возможность постоянно держать «руку на пульсе». **На любом этапе можно самостоятельно и удаленно контролировать ход выполнения какой-либо задачи**, будь то выполнение ТО или внеплановой заявки, а также свериться с остатками на складе и понять актуальность заказа тех или иных запчастей и расходных материалов. **Это позволяет не только своевременно заказывать необходимые материалы, но и свести к минимуму возможные производственные риски.**

В компании ОМС признаются, что для них, как для разработчика и основного пользователя данного продукта важно то, что его применение позволяет обработать большой объем информации и спланировать деятельность подразделений с горизонтом

до 1 года, что особенно актуально при формировании бюджетов проектов и подразделений.

Работа системы определяется несколькими этапами.

Первый – запуск услуги. На этом этапе формируется электронный каталог с указанием всех объектов и их элементов до уровня помещений. Это дает возможность подготовить аналитику в разрезе помещений.

Второй – самый важный этап – создание паспорта объекта. На этом этапе происходит сбор и внесение в программу всего находящегося в помещениях оборудования, которое подлежит учету и техническому обслуживанию. Оборудование и системы классифицируются по типу, что также дает возможность формирования аналитики по типам оборудования или систем, в т.ч. и по установке запчастей.

Таким образом, **Заказчик получает возможность прозрачного учета перемещения ОС и оборудования на объекте**, что становится возможным за счет формирования инвентаризационных описей.

Третий этап – внесение в программу информации по техническому обслуживанию систем и оборудования. На этом этапе указываются виды ТО, периодичность проведения, состав работ, расходные материалы для проведения ТО и его трудоемкость.

В итоге формируется годовой график проведения технического обслуживания систем и оборудования, который позволяет с легкостью сформировать план работ на месяц, неделю, день, как по системам, так и по объекту оказания услуг целиком.

Программа позволяет сформировать оптимальные графики проведения плановых работ, учитывая наличие трудовых ресурсов и ТМЦ, используемых при проведении технического обслуживания.

Немаловажным считается и блок управления заявочной системой. Данный раздел позволяет принимать и обрабатывать заявки от внешних пользователей системы (Заказчика, объектного персонала, управляющего). Также настройка конфигуратора продукта позволяет автоматизировать данный процесс, исключив из алгоритма блок диспетчеризации.

УДК 338.462

Заместитель Начальника Управления недвижимостью Руслан Землянец

об объекте складской комплекс «Южные Врата»,
введенная площадь – более 300 000 м²:

« Автоматизированная система MD Online была внедрена на нашем объекте в начале 2013 года, внедрение прошло практически сразу же после подписания договора с компанией МД. Интеграция системы в бизнес-процессы эксплуатации нашего комплекса была плавной. Преимущества системы МД-онлайн:

Во-первых, упрощение взаимоотношений с арендаторами комплекса, так как все обращения касательно эксплуатации организованы через единое окно. Представители арендатора самостоятельно могут размещать заявки на обслуживание, отслеживать их выполнение вместе с нами и руководством службы эксплуатации.

Во-вторых, во всех заинтересованных лиц необходимая информация всегда под рукой, в любой момент времени можно зайти в систему и понять на какой стадии находится та или иная заявка.

В-третьих, система позволяет отследить оперативность и качество выполняемых работ не только касательно оперативного обслуживания, но и ППР. Благодаря этому мы всегда уверены что оборудование комплекса не выйдет из строя в ненужный момент, так как на нем было проведено ТО.

В-четвертых, проверить информацию по обслуживанию можно всегда и вживую, так как информация по месту расположения оборудования сохраняется в системе, указывается исполнитель, проведенные работы и затраченные ТМЦ и другие важные данные.

В-пятых, система позволяет быстрее адаптироваться новым сотрудникам службы эксплуатации, так как информация по оборудованию объекта представлена в простом иерархическом виде и понять что где находится для сотрудника становится гораздо проще.

И шестое, служба эксплуатации может более лучше спланировать свое рабочее время и я как представитель заказчика могу выставить приоритеты выполнения той или иной работы благодаря информации по поступившим и текущим запросам в системе, в результате не критичные работы отложить на более поздний срок, а срочные и важные выполнить в первую очередь.

Следует выделить два основных преимущества программы. Во-первых, планирование работ полностью возложено на программу, которая предложит самый оптимальный вариант их проведения. Во-вторых, прозрачный учет использования расходных материалов, ТМЦ и запчастей, используемых при проведении ТО и выполнении работ, связанных с устранением инцидентов.

Не секрет, что данный раздел всегда являлся головной болью для Заказчика. Отследить применение тех или иных материалов при проведении ТО или ремонтных работ сложно, особенно если присутствуют скрытые работы. Программа, предлагаемая ОМС, позволяет вести учет списания расходных материалов, ТМЦ и запчастей, применяемых при производстве работ, и отслеживать остатки на складе программы. В настоящий момент планируется синхронизировать данный продукт и 1С, и при поступлении товара на склад, он автоматически будет появляться на складе в МД-онлайн. Таким образом, программа всегда знает, что есть в наличии и какие работы могут быть проведены, а для каких необходимо формировать заказ. При проведении ТО или ремонтных работ происходит обратный процесс, и программа выгружает в 1С информацию о ТМЦ, которые подлежат списанию в связи с выполнением тех или иных работ.

В результате использования этой программы Заказчик может получить исчерпывающую аналитическую информацию по выполненным работам, что необходимо для контроля Подрядчика, и быть уверен в работоспособности своих активов.

Что касается автоматизации управления размещением в общежитиях, то основной целью ее применения является возможность вести четкий учет персонала, проживающего на объекте в разрезе подрядных организаций и условий компенсации этих затрат Подрядчику Заказчиком, а также легко планировать мобилизацию на 2–3 месяца вперед даже с учетом дифференцирования проживающих по категориям и, даже, по половому признаку.

Для автоматизации этого процесса Компанией используется разработка лидеров рынка гостиничных программных продуктов – 1С:Отель. Этот программный продукт был специально переработан для ОМС, и его пробная эксплуатация уже не только позволяет Заказчику контролировать бронирование, размещение и заселение работников, но и позволяет ОМС обеспечить бесперебойную работу при размещении большого количества работников Заказчика даже во время одновременных

перевалов тысяч людей, что, как известно, непросто.

В результате, Заказчик получает возможность повысить коэффициент использования койко-мест, а значит снизить затраты на строительство дополнительных зданий и на их сервис, а также четко и быстро производить взаиморасчеты с Подрядчиками.

В настоящее время данные программные продукты планируются к тиражированию по остальным вахтовым поселкам, обслуживаемым ОМС. При этом в удачном опыте тиражирования Компания заинтересована и потому, что активно развивает на рынке услугу «Вахтовый поселок под ключ», где ответственность и затраты по строительству самих вахтовых поселков компания будет брать целиком на себя.

Что же касается внедрения новых технологий, в т.ч. автоматизации, для повышения качества и надежности услуг в такой высокозависимой от человеческого фактора сфере, как социально-бытовой аутсорсинг, уверены, компания ОМС даст нам еще немало поводов поделиться российскими достижениями на этом рынке. ●

KEY WORDS: *camp, outsourcing services, maintenance.*

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

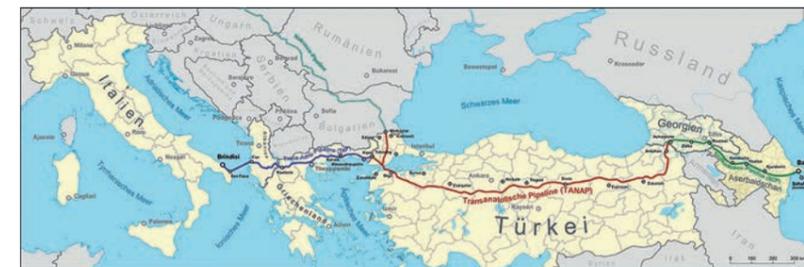
Киотский протокол: Россия выберет 6 стран

Россия рассматривает возможность заключения соглашений по реализации проектов в рамках Киотского протокола с шестью странами – Францией, Германией, Австрией, Канадой, Швецией и Данией. Эти меморандумы дают положительный сигнал бизнесу для работы по заключению контрактов в рамках Киотского протокола. В течение нескольких месяцев Минэкономразвития РФ может одобрить подписанное 29 июня 2005 г. соглашение между дочерними предприятиями РАО «ЕЭС России» и датским агентством по охране окружающей среды. Это вопрос нескольких месяцев.



• Комментарий Neftegaz.RU

Срок действия Киотского протокола истек 31 декабря 2012 г. В итоговом документе 37 саммита «Большой восьмерки», состоявшегося в конце мая 2011 г., была выражена надежда, что Конференция Сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата в Дурбане станет еще одним шагом вперед в работе над соглашением для всех стран, которое включало бы соответствующие обязательства по сокращению выбросов для всех крупнейших экономик планеты. Эта оценка мировых лидеров оказалась чрезмерно оптимистичной. В 2012 г. в Дурбане была сформирована Специальная рабочая группа для усиленных действий. Ожидается, что свою деятельность по разработке проекта нового климатического соглашения она завершит не позднее конца



2015 года. В результате дискуссий (в ходе которых мнения разделились по группам стран) была определена дата вероятного вступления в силу этого соглашения – 2020 год.

В. Ющенко предложит Турции осуществлять транзит нефти и газа

Президент Украины Виктор Ющенко во время государственного визита в Турцию 8 июня 2005 года намерен предложить турецкой стороне быть «уникальным партнером по обеспечению транзита нефти и газа в Украину из альтернативных регионов».

• Комментарий Neftegaz.RU

1 июня 2015 г. Газпром представил Европе проект Турецкий поток. Европа не скрывает, что не хотела бы изменений в нынешней схеме поставок российского газа: МГП Северный поток, МГП Ямал–Европа, МГП Уренгой–Ужгород и Союз транзитом по Украине. Если при В. Януковиче этот вариант еще мог иметь место быть, то после типовой революции достоинства – уже нет шансов на продолжение транзита российского газа по Украине. Более того, ЕС не скрывает, что после запуска МГП TANAP поставки российского газа будут уменьшаться пропорционально росту поставок из Азербайджана, а может быть, и Туркменистана в будущем.

Высокие налоги на нефть не мешают получать большую прибыль

Министр финансов России А. Кудрин 6 июня 2005 г. заявил, что высокие налоговые изъятия при высоких ценах на нефть не мешают нефтяным компаниям получать большую прибыль. «Сейчас при наиболее высоких ценах из 884 миллиардов рублей нефтяные

компании заплатили 341 миллиард», – заявил Кудрин, выступая в четверг на заседании правительства с докладом об исполнении бюджета в первом квартале 2005 года. «Говорить о том, что эта шкала может повлиять на внутренние цены и заинтересованность компаний, считаю некорректным», – заявил министр, подчеркнув, что «компании и сейчас зарабатывают от высоких цен на нефть». Кудрин пояснил, что при цене на нефть от \$10 до \$15 за баррель взимаются 40,7% от выручки, на уровне \$15-20 – 67,3%, при цене \$20-25 – до 74,9%, а свыше \$25 – 90%. При этом Кудрин подчеркнул, что «собирая повышенные доходы с высоких цен на нефть, мы собираем то, что никто не планировал».

• Комментарий Neftegaz.RU

В конце 2014 г. правительство увеличило НДС и снизило экспортную пошлину на нефть. Предложение Минфина в течение трех лет снижать пошлину на 2–3% в год рассчитано на то, чтобы за три года пополнил бюджет примерно на 170 млрд. руб. Кроме того, так называемый налоговый маневр преследует цель снизить



зависимость российского бюджета от экспортных пошлин. Но идея не сработала. НДС уменьшится на 1,4 трлн рублей, а пошлина вырастет лишь на 800 млрд., т.е. бюджет лишится 600 млрд рублей. ●



К. Молодцов,
Р. Минниханов



Д. Конов,
А. Корсик



В. Яновский



С. Дубовик



И. Василенко



В. Аленцин



А. Ропяной



С. Алдошин, В. Иванов



С. Тургунов



Стенд
компании
Тегаз на
выставке
Большая
химия-2015



Г. Горобец



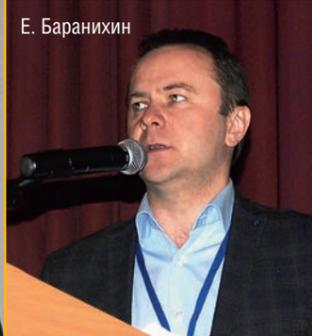
П. Хвоштин



В. Гавриленко



А. Оганов



Е. Баранихин



С. Цыб, К. Молодцов



А. Шохин



В. Бедняков



Р. Хамитов



В. Пармон



Б. Мартынов



С. Ураков



Участники выставки
Большая химия-2015



П. Мельничук



«Час тик в Лос-Анджелесе начался тридцать лет назад и закончится, когда подойдут к концу запасы нефти»
Л. Чайлд



«Мы делаем из нефти платя и мыло, а потом пополняем запасы нефти собою и следующие поколения жгут нас в бензобаках»

М. Жванецкий



«Адреналин – это нефть русской души»

И. Хакамада

«Погибший микроорганизм превращается в нефть. Упавшее дерево – в уголь. Во что, скажите на милость, может превратиться раскуроченный видео плеер?»

Х. Мураками



«Никогда никому ничего не хватает. Это основной закон термодинамики. Мне никогда не хватало виски... Вот вы – молодой человек, вам когда-нибудь хватало баб? Так вот, ни «Стандард Ойл», ни «Ройал Датч Шелл» никогда не будет хватать нефти»

Д. Пассос



«Самообман и ханжество – это как нефть и газ. Когда они закончатся, мраку нечем будет заправлять свою чихающую машину»

Д. Емец



СДЕЛАНО В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ КОМПАНИИ «ПЕППЕРС»



БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ, НА КОТОРУЮ МОЖНО ПОЛОЖИТЬСЯ!

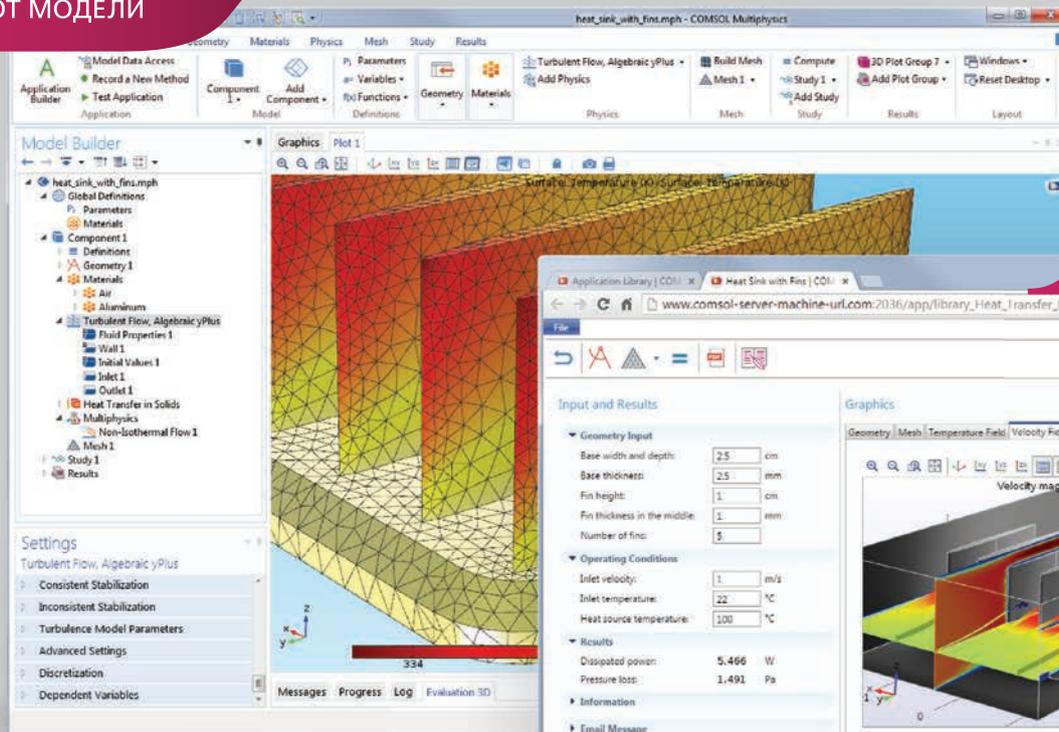
197183 г. Санкт-Петербург, ул. Сабировская, д.41

Тел: 8-800 775-1765

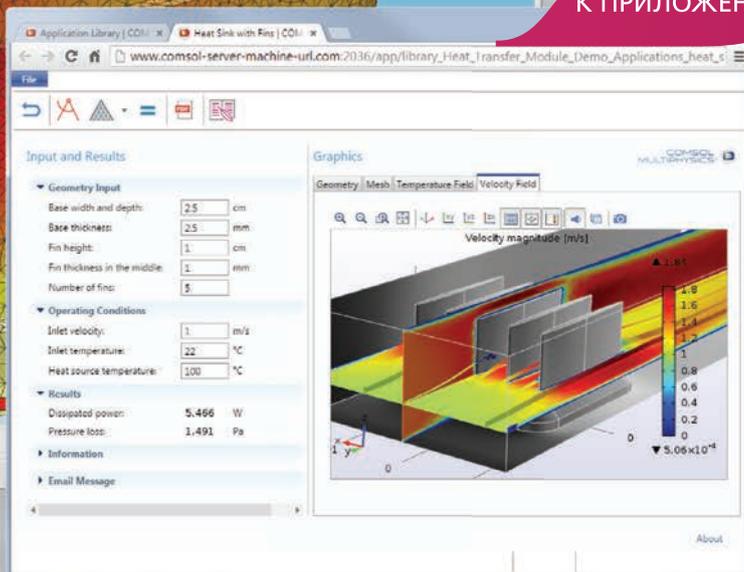
БЕСПЛАТНО С ЛЮБОГО ТЕЛЕФОНА В РОССИИ
sales@ex-peppersrussia.com

<http://www.ex-peppersrussia.com>

подробнее читайте на стр. 80



К ПРИЛОЖЕНИЮ



COMSOL
MULTIPHYSICS®

COMSOL
SERVER™

Как создать лучший проект и поделиться опытом моделирования?

С ПОМОЩЬЮ МОЩНЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ, И ПРИЛОЖЕНИЙ С ИНТЕРФЕЙСОМ ДОСТУПНЫМ КАЖДОМУ.

comsol.ru/5.1

СЕМЕЙСТВО ПРОДУКТОВ

- › COMSOL Multiphysics®
- › COMSOL Server™

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

- › Модуль AC/DC
- › Модуль Радиочастоты
- › Модуль Волновая оптика
- › Модуль Геометрическая оптика
- › Модуль MEMS
- › Модуль Плазма
- › Модуль Полупроводники

МЕХАНИКА

- › Модуль Теплопередача
- › Модуль Механика конструкций
- › Модуль Нелинейные конструкционные материалы
- › Модуль Геомеханика
- › Модуль Усталость материала
- › Модуль Динамика многотельных структур
- › Модуль Акустика

ГИДРОДИНАМИКА

- › Модуль Вычислительная гидродинамика
- › Модуль Миксер
- › Модуль Микрогидродинамика
- › Модуль Течения в пористых средах
- › Модуль Течения в трубопроводах
- › Модуль Молекулярные течения

ХИМИЯ

- › Модуль Разработка химических реакций
- › Модуль Аккумуляторы и топливные элементы
- › Модуль Электроосаждение
- › Модуль Коррозия
- › Модуль Электрохимия

МНОГОЦЕЛЕВЫЕ

- › Модуль Оптимизация
- › Модуль Библиотека материалов
- › Модуль Трассировка частиц

ИНТЕГРАЦИЯ

- › LiveLink™ for MATLAB®
- › LiveLink™ for Excel®
- › Модуль Импорт данных из САПР
- › Модуль Проектирование
- › Модуль Импорт данных из ECAD
- › LiveLink™ for SOLIDWORKS®
- › LiveLink™ for Inventor®
- › LiveLink™ for AutoCAD®
- › LiveLink™ for Revit®
- › LiveLink™ for PTC® Creo® Parametric™
- › LiveLink™ for PTC® Pro/ENGINEER®
- › LiveLink™ for Solid Edge®
- › File Import for CATIA® V5