ISSN 2410-3837

РАСШИРЕНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ • КОМПЛЕКСНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ • КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОГО УЧЕТА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

[3] 2015

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ЭФФЕКТИВНЫЙ НЕФТЕСЕРВИС

МОДУЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ГАЗОПОДГОТОВКИ

ENERPROJECT group

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

ДОСТАВКА И ШЕФМОНТАЖ

ПУСКОНАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ

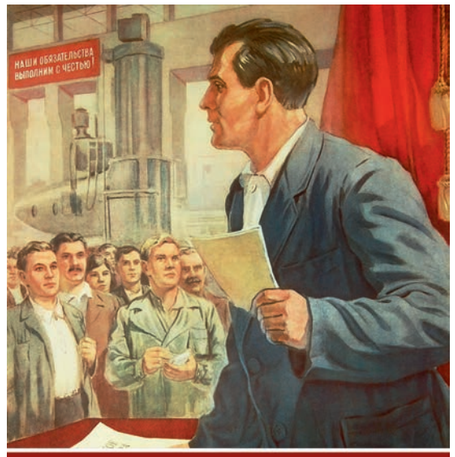
СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

info@energas.ru www.energas.ru

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ



Стратегия: перезагрузка 6

Расширение ствола скважины

12

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

Газовое соглашение с Китаем одобрено 8

Первая строчка
Все о персоне и событии месяца 10

Повышение эффективности наклонно-направленного бурения 16

Применение ультразвуковой обработки для снижения вязкостно-температурных характеристик нефти 20

Кратковременная эксплуатация скважин для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН 28

Внутренняя защита нефтепромысловых труб от коррозии 36

Комплексное воздействие на пласт

24

Рациональное использование ПНГ

44

Концепция эффективного учета затрат при формировании себестоимости буровых работ 38

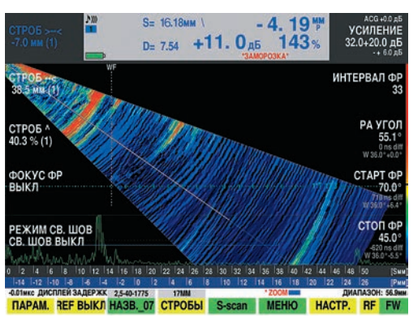
Диагностика потенциала рекультивации нарушенных почв в районе добычи природного газа 52

Мировая и отечественная промышленность химических волокон 62

Календарь событий 70

Россия в заголовках 72

Магнитная томография



50

Балансировка гибких роторов и валопроводов 58

Микросейсмический шумовой прогноз 74

Хронограф
О чем писал NEFTEGAZ.RU 10 лет назад 80

НЕФТЕГАЗ Life 82

Специальная секция
Классификатор продукции и услуг в НГК 84

Цитаты 96

McCoy Global:
Профиль компании

56

ЭПОХИ НГК

376 лет назад

В 1639 году немецкий учёный-энциклопедист Адам Олеарий опубликовал книгу «Описание путешествия голштинского посольства в Московию и Персию». А ней он рассказал, что в окрестностях Баку для сбора нефти копают расширяющиеся книзу колодцы, откуда нефть черпали ёмкостями, изготовленными из овечьих шкур.

209 лет назад

В 1806 году город Баку был присоединен к Российской империи, скважины перешли в государственную собственность и стали отдаваться в откуп.

136 лет назад

В 1879 году в России (г. Баку) была основана первая иностранная и крупнейшая нефтепромышленная фирма «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель (Бранобель)» с основным капиталом в 3 млн. рублей.

97 лет назад

В 1918 году Декрет Совнаркома о национализации нефтяной промышленности в масштабах всей страны и введении государственной монополии на нефтяную торговлю национализировал бакинские нефтепромыслы путём слияния частных нефтепромышленных предприятий в единое целое на базе производственных комплексов трёх крупнейших компаний – «Нефть», «БраНобель» и «Шелл». Эмануэль Нобель переехал в Швецию.

82 года назад

В 1933 году в Ухте начинается строительство НПЗ.

48 лет назад

В 1967 году шестидневная война между Израилем и коалицией арабских государств подняла цены на нефть на 20%.

25 лет назад

В 1990 году Ирак захватывает Кувейт. Мировые цены на нефть выросли вдвое, достигнув 36 долл США за барр.

16 лет назад

В 1999 году вступил в силу 50-летний мораторий на разработку месторождений нефти в районе Антарктиды, подписанный всеми странами-участницами Договора об Антарктике. Сегодня в число участников договора входят 46 государств.

Деловой журнал Neftegaz.RU

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
Владимир Колесов
Леонид Васильев

reklama@neftegaz.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

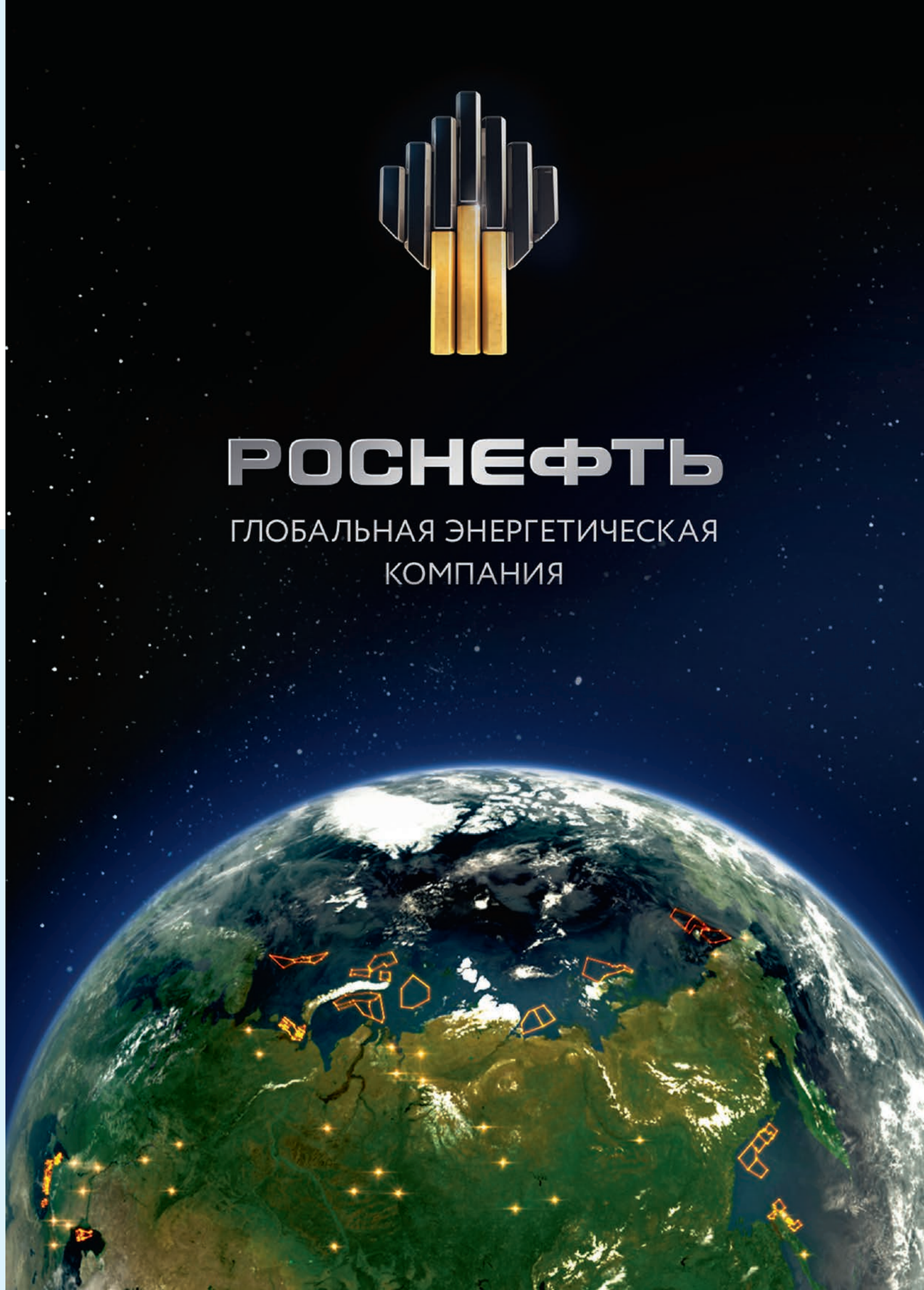
Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004



РОССИЯ
Главное

СТРАТЕГИЯ: ПЕРЕЗАГРУЗКА

СТРАТЕГИЯ, КОТОРАЯ ВОТ УЖЕ ПОЛТОРА ГОДА КАК ДОЛЖНА ЗАДАВАТЬ ТОН РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ, СНОВА НЕ БЫЛА УТВЕРЖДЕНА

Анна Павлихина

За это время в стране и мире произошли изменения, предугадать которые невозможно. Стрессовые условия, в которых оказалась российская экономика, требуют некой антистрессовой программы. Стратегия-2035 не годится на эту роль ни в первоначальном виде (под именем Стратегия-2030), ни в постоянно меняющихся и дополняющихся вариантах.

Но, возможно, это и не основная ее задача. А в чем основная?

17 марта, при обсуждении документа, Д. Медведев, на уровне откровения, заявил: Энергостратегия РФ должна исходить из необходимости повышения собственной конкурентоспособности и эффективности. Не вдаваясь в подробности, из чего в таком случае исходила предыдущая Стратегия 2009 года, отметим, что нынешний проект сильно изменился. В частности, в Минэнерго ожидают снижения добычи нефти на 2% через пять лет и на 10% к 2035 г. Не смотря на это экспорт нефти, по мнению разработчиков, должен возрасти на 15–17%, произойдет это за счет сокращения первичной нефтепереработки внутри страны по итогам налогового маневра в отрасли. Зато более глубокая нефтепереработка приведет к увеличению производства бензина и дизтоплива.

Сегодня нужно не просто выходить из кризиса, а преодолевать многолетнее технологическое отставание. Видимо, это карма России – вечное промышленное форсирование. В фолиантах истории нашей страны содержится не мало примеров того, как самоотверженный русский народ поднимал народное хозяйство. Но что-то заставляет усомниться, что сегодня мы способны на тот же подвиг. Да и исторические условия несколько изменились, не говоря уже о подходах.

Подчеркнув, что проект требует доработки, Д. Медведев отметил, что «что у нас скорее начало работы, чем ее завершение… Осенью будет окончательное обсуждение, мы, может, еще раз соберемся и затем на заседании правительства примем в окончательном варианте этот документ. Так что время у нас еще есть». Принять стратегию должны были еще полтора года назад, при таком подходе о преодолении отставания говорить сложно. Но дорабатывать документ действительно необходимо. Как минимум хорошо было бы избавить его от элементов фантазийного планирования.

Согласно концепции, доля импорта в ТЭК РФ к 2035 г. должна составлять не более 10%. При этом совершенно неясно, откуда вдруг возьмутся 90% отечественных материалов и оборудования, учитывая отсутствие тех же самых технологий, катастрофически устаревшие основные фонды и кадровую проблему, как в отраслевой науке, так и на производстве. Нефтяные мейджеры в один голос заявляют, что налоговая политика не стимулирует вложение инвестиций в добычу и развитие новых технологий. Кроме того, государство недостаточно участвует в реализации инфраструктурных проектов.

В целом, с обозначенными постулатами Стратегии хочется согласиться. Но, к сожалению, озвученные премьером прописные истины вовсе не гарантируют их исполнение. Особенно учитывая сроки реализации и, по сути, отсутствие ответственных за исполнение (и неисполнение) органов.

Импортозамещающее производство и автономная промышленность – те столпы, на которых основывается сильная экономика и мощь любого государства. Но мы живем в глобализованном мире, где намного больше пользы может принести принцип международного разделения труда. И все, что необходимо для взаимовыгодного сотрудничества – это нормальные добрососедские отношения, которые значительно дешевле и экономически выгоднее гонки технологического вооружения.

ГАЗОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ С КИТАЕМ ОДОБРЕНО

Алексей Петров

Правительственная комиссия одобрила законопроект ратификации соглашения между кабмином РФ и КНР о сотрудничестве в сфере поставок природного газа в Китай по восточному маршруту – Сила Сибири.

Соглашение между двумя странами было подписано в Москве еще 13 октября 2014 г. В нем отмечается, что заключение соглашения является условием для вступления в силу договора купли-продажи природного газа по восточному маршруту – МГП Сила Сибири.

Этот договор был подписан 21 мая 2014 г. между Газпромом и Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (CNPC). Законопроект в дальнейшем будет рассмотрен на заседании правительства РФ. Координация и контроль за выполнением соглашения возложены на Минэнерго РФ и государственное энергетическое управление КНР.

Строительство магистрального газопровода (МГП) Сила Сибири предусмотрено в соответствии с Восточной газовой программой. Однако, после подписания контракта на поставку российского газа в Китай в течение 30 лет, основное предназначение МГП – транзит газа в КНР. По некоторым данным, стоимость контракта – около 400 млрд долл США.

Предполагается, что китайская CNPC будет получать от Газпрома 38 млрд. м^3/год газа по МГП Сила Сибири. Первый газ из РФ Китай может получить уже в 2018 г. в объеме 5 млрд м^3.

Отметим, что протяженность МГП Сила Сибири составит около 4 тыс. км (Якутия–Хабаровск–Владивосток – около 3,2 тыс. км, Иркутская область – Якутия – 800 км). Маршрут газопровода проходит вдоль маршрута магистрального нефтепровода (МНП) Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Мощность будущего МГП – 61 млрд м^3/год газа.

Основной для Силы Сибири считаются 2 месторождения – Чаяндинское – 1,2 трлн. м^3 и Ковыктинское – 1,5 трлн. м^3. Планируется, что на Чаянде будет добываться около 25 млрд. м^3/год газа и не менее 1,5 млн т/год нефти. Обустройство газовой залежи Чаянды должно начаться уже в нынешнем году. Начало добычи газа намечено на конец 2018 г., а 1-е экспортные поставки в Китай – на 2019 г.

Рейтинги Neftegaz.RU

Лицензиями на разработку шельфа владеют Роснефть (47 участков) и Газпром (68). Единственной частной компанией, которая работает на шельфе, является ЛУКОЙЛ (получила лицензию еще в 2008 г., т.е. до изменения законодательства). Согласно новым поправкам, доступ на шельф могут получить компании, которые имеют опыт аналогичной опыт на протяжении 5 лет. Будут ли приняты поправки?

Допустят ли к шельфу частные компании?

18%
Нет, с освоением шельфа вполне справятся и госкомпании

16%
Да, доступ могут получить компании, уже имеющие аналогичной опыт на протяжении 5 лет

24%
Нет, большинство перспективных шельфовых участков уже распределены. Частные компании смогут их получить при условии, что государство отберет их у госкомпаний

5%
Да, т.к. разницы в шельфовых и материковых месторождениях нет, добычу на шельфе могут вести любые компании

37%
Нет, т.к. шельф наиболее уязвимый в плане экологии, и вести добычу могут там только компании с большим опытом и новейшими технологиями

В марте 2015 г. в Варшаве обсуждалась ситуация со сланцевыми углеводородами в Польше, Дании, Германии, Румынии, Украины и Литвы. Перспективы добычи сланцевых углеводородов не выглядят особо реальными, но в чем основная причина ухода крупных нефтегазодобывающих компаний из Восточной Европы?

Почему крупные нефтегазовые компании уходят из Восточной Европы?

33%
Добывать сланцевые углеводороды экономически неэффективно

3%
Т.к. добыча сланцевых нефти и газа связана с экологическими рисками

11%
Из-за политических волнений на Украине

8%
Из-за плохих результатов бурения

14%
Т.к. «крупные компании пытаются сорвать надежное производство сланцевых углеводородов»

31%
Т.к. «крупные компании пытаются сорвать надежное производство сланцевых углеводородов»

ЧМЗАП
ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
полуприцепы грузоподъемностью от 2 до 2000 тонн

«УРАЛАВТОПРИЦЕП» – ЭКСПЕРТ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ В РЕШЕНИИ ТРАНСПОРТНЫХ ЗАДАЧ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

8-осный раздвижной полуприцеп-тяжеловоз с гидробалансирными гусаком и подвеской, а также принудительной системой рулевого управления всех колес, грузоподъемностью 100 т, грузовая площадка от 16 до 30 м, высота платформы 0,9 м.

454038 г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5
www.cmzap.ru • sales@cmzap.ru

8-800-200-02-74*
* звонок по России бесплатный

События

Выборы президента
Обвал рынка акций
Запуск нового производства
Отмена пошлин
Северный поток
Газовые войны
Цены на нефть
Слияние капиталов
Экономический кризис
Новый глава Роснефти

Еще 144 км газопровода

На участке Починки-Анапа магистрального газопровода (МГП) Южного коридора Починки появится еще 144 км. газопровода.

Участок Починки-Анапа магистрального газопровода 834–978 км будет проложен по территории Волгоградской области. На данный момент портфель заказов ЗАО Стройтрансгаз в рамках проекта достиг 588 км, прибавив еще 144 км. Сумма контракта составляет 8,51 млрд. рублей.

Компания выполнит комплекс работ по строительству линейной части трубопровода, который включает 523 м водных переходов и 21,65 км подъездных автодорог.

Будет построен узел подключения к ГИС Котельниково.

Второй этап строительства Южного коридора включает строительство газотранспортной системы (ГТС) от компрессорной станции (КС) Починки (Нижегородская область) – КС Русская у г. Анапа, протяженностью 1612 км в существующем коридоре Починки–Изобильное– Северо-Ставропольское ПХГ.

Строительство участка МГП Починки-Анапа является входом для МГП Турецкий поток.

Россия планирует к концу 2015 г. запустить ГТС Южный коридор, по которому газ будет доставляться в МГП Турецкий поток, первую нитку которого Газпром рассчитывает запустить уже в декабре 2016 г. Поэтому финансирование второй очереди Южного коридора идет без задержек. Стоимость проекта не один десяток млрд рублей.

На объекте Южно-Европейский газопровод, Участок Починки–Анапа Стройтрансгаз обосновался давно.

Запущена буденновская ТЭС

Буденновская ТЭС успешно прошла комплексные испытания и аттестацию в системном операторе и с 1 марта 2015 г. начала поставку мощности на рынок.

В соответствии с требованиями действующих регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности в феврале 2015 г. были проведены испытания энергоблока ПГУ Буденновской ТЭС. По результатам аттестации определена установленная мощность энергоблока в 136 МВт. Энергоблок спроектирован на базе парогазовых технологий с комбинированным производством тепло- и электроэнергии.

Среди основного оборудования, входящего в состав ПГУ Буденновской ТЭС, можно назвать 2 газовые турбины Trent 60 WLE производства Rolls-Royce, сопряженные с электрическими генераторами фирмы Siemens AG; 1 паровая турбина SST-400 производства Siemens AG, сопряженная с электрическим генератором фирмы ABB; 2 двухконтурных котла-утилизатора ПК-93 производства ЗиО, предназначенные для производства перегретого пара высокого и низкого давлений за счет утилизации дымовых газов газовых турбин с дожиганием топлива.

Планируется, что Буденновская ТЭС будет обеспечивать паром высокого давление близлежащий нефтехимический завод Ставролен, также входящий в Группу ЛУКОЙЛ, что в сочетании с использованием газа компании с месторождений в Каспийском море в качестве топлива для ПГУ создаст положительный синергический эффект. Проект является завершающим этапом программы строительства мощностей в рамках договоров о предоставлении мощности.

Всего по ДПМ группа ЛУКОЙЛ должна ввести 5 объектов генерации суммарной электрической мощностью 890 МВт. С вводом Буденновской ПГУ фактическая электрическая мощность по объектам ДПМ достигла 928 МВт.

События

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

Инвестиции в нефтедобычу выросли

Инвестиции в нефтедобычу России в 2014 г. выросли на 10% по сравнению с показателями 2013 г. Об этом 2 марта 2015 г. на встрече с президентом России В. Путиным рассказал глава Минэнерго РФ А. Новак. Также он отметил, что в России по итогам 2014 г. добыча выросла до рекордных показателей в 526,7 млн. т/год. То есть прирост составил 0,6%.

Известно, что в Сибири и на Дальнем Востоке добыча выросла на 4 млн. т – с 52 млн. т/год до 56 млн. т/год. Добыча на месторождениях ТРИЗ также выросла с 31 млн. т до 32,6 млн. т. Глава Минэнерго пояснил, что этого удалось достичь за счет изменения системы налогообложения. Уровень добычи на шельфовых месторождениях вырос на 1 млн. т/год. Причем около 700 тыс т пришлось на проект Роснефти Сахалин-1. Остальные 300 тыс. т – на платформу (МЛСП) Приразломная в Печорском море.

Что касается инвестиций в нефтепереработку, то их объем в 2014 г. также увеличился, причем до 290 млрд рублей. Было введено 13 установок, а за последние годы модернизировано 47 установок. Это позволило увеличить объемы производства бензинов 5-го класса до 65% уже от общего выпуска бензинов и дизельного топлива.

Ранее А.Новак сообщал, что энергостратегия России до 2035 г. предполагает сохранение добычи на уровне 525 млн. т нефти/год, но в стране изменится сама структура добычи. То есть уровень добычи в Западной Сибири снизится, но увеличится на Дальнем Востоке. Обновленная энергетическая стратегия РФ должна появиться летом 2015 г.

Снижены экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты

Экспортная пошлина на нефть в РФ с 1 марта 2015 г. снизилась на 7,1 долл. США/тонн – до 105,8 долл. США/тонн. В феврале экспортная пошлина на нефть составляла 112,9 долл. США/тонн.

Льготная ставка пошлины на нефть Восточной Сибири, каспийских месторождений и Приразломного месторождения в связи с новой формулой расчета, принятой в рамках налогового маневра в нефтяной отрасли, с 1 марта 2015 г. останется на нулевом уровне.

Как сообщалось ранее, по новой формуле при снижении цены на нефть ниже 65 долл США/барр размер пошлины становится отрицательным и по правилам должна устанавливаться нулевая пошлина.

Пошлина на высоковязкую нефть снизилась до 13,3 долл. США/тонн. Пошлина на светлые нефтепродукты составила 50,7 долл. США/тонн, на темные – 80,4 долл. США/тонн. Пошлина на экспорт товарного бензина составила 82,5 долл США/тонн, нафта – 89,9

долл. США/тонн. Экспортная пошлина на тримеры и тетрамеры пропилена в марте уменьшилась до 6,8 долл. США/тонн. Пошлина на сжиженный газ осталась на нулевом уровне, так как, в соответствии с формулой ее расчета, при цене СУГ ниже 490 долл. США/тонн пошлина обнуляется, в настоящее время средняя цена сложилась в размере 252,3 долл. США/тонн. Пошлина на кокс снизилась до 6,8 долл. США/тонн.

В целом, по расчетам Министерства финансов, пошлины должны были снизить на 7 долл США.

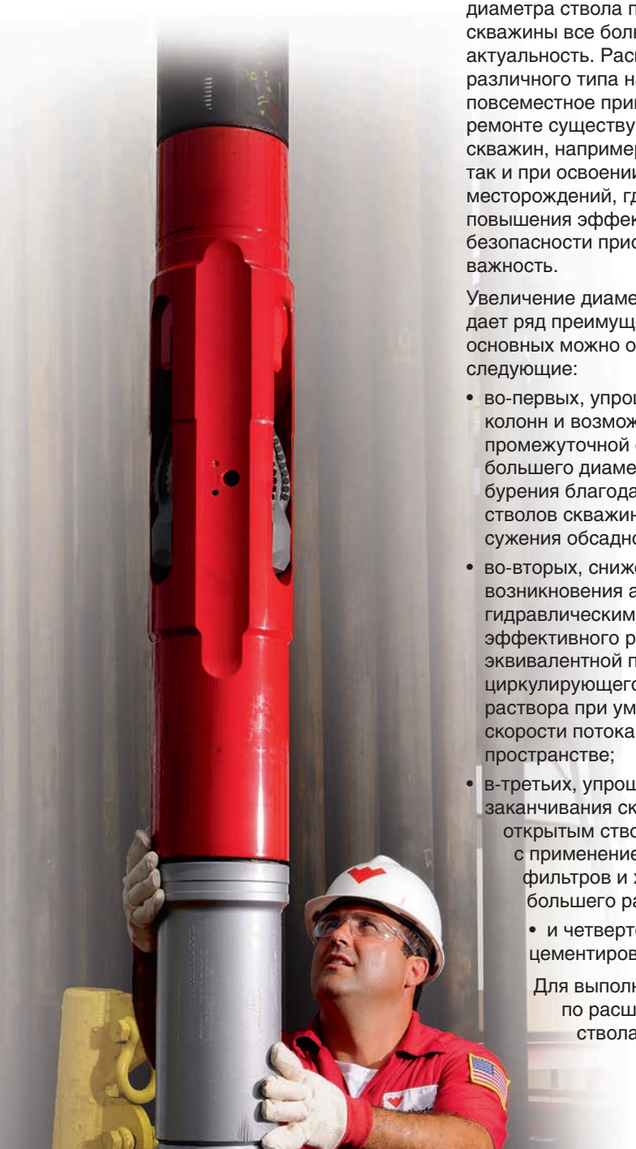
РАСШИРЕНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

ПРОЦЕСС РАСШИРЕНИЯ СТВОЛА ЯВЛЯЕТСЯ РАСПРОСТРАНЕННОЙ И НЕМАЛОВАЖНОЙ ОПЕРАЦИЕЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ. ЭТА ОПЕРАЦИЯ ПОЗВОЛЯЕТ СНИЖАТЬ РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ В ПРОЦЕССЕ КРЕПЛЕНИЯ СТЕНОК, А ТАКЖЕ ПОЗВОЛЯЕТ УВЕЛИЧИТЬ ДЕБИТ ЗА СЧЕТ ВОЗМОЖНОСТИ СПУСКА В СКВАЖИНУ МАКСИМАЛЬНО ДОСТУПНОЙ КОЛОННЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ

УДК 622.245

Ключевые слова: *бурение, расширение ствола, строительство скважины, увеличение дебита скважины.*

Анатолий Шлапаков,
к.т.н., менеджер по аренде высокотехнологичного бурового инструмента Weatherford Россия



Развитие технологий бурения и проводки, увеличение глубин залегания углеводородов и необходимость роста производительности скважин придают задаче по увеличению диаметра ствола пробуренной скважины все большую актуальность. Расширители различного типа находят повсеместное применение как при ремонте существующего фонда скважин, например, при ЗБС, так и при освоении шельфовых месторождений, где вопросы повышения эффективности и безопасности приобретают особую важность.

Увеличение диаметра скважины дает ряд преимуществ, среди основных можно отметить следующие:

- во-первых, упрощение спуска колонн и возможность применения промежуточной обсадной колонны большего диаметра в процессе бурения благодаря расширению стволов скважин ниже мест сужения обсадной колонны;
- во-вторых, снижение риска возникновения аварий, вызванных гидравлическими ударами, за счет эффективного регулирования эквивалентной плотности циркулирующего бурового раствора при уменьшении скорости потока в затрубном пространстве;
- в-третьих, упрощение операций заканчивания скважин с открытым стволом, скважин с применением гравийных фильтров и хвостовиков большего размера;
- и четвертое, оптимизация цементировочных работ.

Для выполнения операций по расширению ствола скважины могут использоваться буровые инструменты, имеющие различные принципы работы. В общем случае все инструменты можно разделить на две крупные группы по признаку возможности изменения рабочего диаметра инструмента в процессе выполнения работ. При таком разделении в одну группу попадут инструменты с фиксированным диаметром инструмента, такие как бицентричные долота и наддолотные эксцентриковые калибраторы, а в другую – инструменты с изменяющимся диаметром рабочих органов, или расширители. Первые имеют рабочий диаметр, ограничиваемый диаметром проходного отверстия обсаженной части скважины, вторые же характеризуются возможностью увеличения диаметра рабочих элементов уже после спуска в скважину. Преимущества и недостатки инструментов обоих типов представлены в таблице 1.

Несмотря на ощутимый эффект применения расширителей при строительстве скважин, следует помнить, что данная операция сложна и может приводить к прихватам и затяжкам. По данным некоторых специалистов, до 20% всех прихватов происходит именно в процессе расширения ствола скважин.

Успех и качество данной операции во многом зависит от качества и технологичности используемого оборудования, поэтому необходимо особенно тщательно подходить к выбору применяемого инструмента. Экономия на оборудовании может привести к значительным потерям средств как в случае возникновения осложнений при проведении работ по расширению, так и при последующих операциях – спуске обсадной колонны или концевика и цементировании.

ТАБЛИЦА 1. Сравнительная характеристика инструментов для расширения ствола скважины

№	Инструмент с фиксированным диаметром рабочих элементов (бицентричные долота и эксцентриковые калибраторы)		Инструмент с изменяемым диаметром рабочих элементов (расширители)	
	Преимущества	Недостатки	Преимущества	Недостатки
1	Простота технологической операции и конструкции оборудования	Ограниченная степень расширения – оптимально не более 10% исходного диаметра	Возможность увеличения ствола до 25% от исходного диаметра	Более сложная и дорогая конструкция
2	Не необходимости проведения дополнительных СПО	Нестабильность работы – высокие вибрации отклонения от оси скважины	Стабильность и сбалансированность конструкции – снижены вибрации и удары	Желательно проведение расширения пробуренного интервала отдельным рейсом
3	Возможность расширения всего интервала до требуемой глубины	Сложность работы в наклонных и горизонтальных стволах	Стабильность работы измерительного оборудования (MWD)	Остаётся нерасширенный участок на длину компоновки ниже расширителя
4		Осложненная работа инструментов измерения в процессе бурения (MWD)	Соосность расширенного ствола с исходным	Необходимость создания и поддержания повышенных давлений при активации шаром
5		Слабый контроль за направлением при бурении ЗД	Полный контроль за направлением бурения	

На протяжении многих лет достаточно простые конструкции расширителей удовлетворяли потребности нефтяной промышленности. Однако с началом активного применения направленного бурения, значительным увеличением протяженности и усложнением геометрии скважин возникла потребность в использовании современных высокотехнологичных инструментов, отвечающих всем требованиям высокопроизводительного бурения – так началась эра современных расширителей, которые уже успели получить повсеместное распространение.

Наряду с уже хорошо себя зарекомендовавшими инструментами с механическим и гидравлическим принципом активации, появились и инновационные устройства с радиочастотной активацией (RFID). Данный метод, к примеру, позволяет значительно расширить области применения расширителей и снизить стоимость проведения работ, обеспечивая возможность многократной активации и деактивации инструмента в процессе бурения, что позволяет исключить необходимость многократного проведения СПО для расширения различных интервалов в одной скважине.

Первым таким расширителем, активирующимся в скважине с применением метода радиочастотных меток, стал инструмент RipTide™ компании Weatherford, вобравший в себя весь накопленный компанией опыт эффективного конструирования расширителей различных типов. Стоит отметить, что надежность работы и возможность применения различных методов активации бурового расширителя RipTide обеспечивается его конструктивными особенностями (рис. 1).

Двухкомпонентная конструкция расширителя, состоящая из контроллера и тела расширителя, позволяет адаптировать его компоновку под конкретные задачи. Рабочие характеристики расширителя регулируются такими параметрами, как диаметр тела расширителя, размер резцов, диаметр омывающих насадок, а также метод активации. Более простой способ активации сбрасываемым шаром применим для однократной активации инструмента за один спуск, а

РИСУНОК 1. Варианты конструкции расширителя RipTide

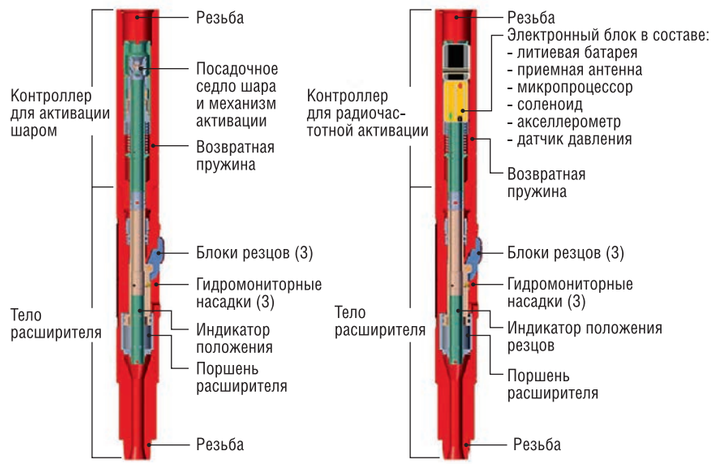
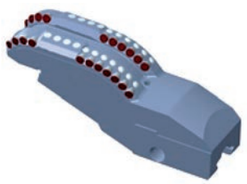


РИСУНОК 2. Варианты конструкции резцов

A) для твердых абразивных пород

B) калибрующий и стабилизирующий блок



C) цементный блок

D) поликристаллические вставки производства US Synthetic™

применение радиочастотной активации актуально при работе на больших глубинах или при расширении нескольких интервалов за одну СПО.

К преимуществам расширителя RipTide также следует отнести сбалансированность конструкции блока резцов, состоящего из трех разнесенных на 120° режущих головок, что обеспечивает значительное снижение вибрации инструмента в процессе бурения. В свою очередь, резцы, профиль и вооружение которых подбирается для конкретных условий бурения, оснащены высокопрочными премиальными поликристаллическими, или PDC, вставками, характеризующимися высокой ударной прочностью и эрозионной стойкостью (варианты конструкции резцов и поликристаллических вставок приведены на рис. 2). А широкое разнообразие типоразмеров расширителя RipTide позволяет выполнять работы по расширению интервалов скважин практически любой конструкции.

Конструктивные особенности расширителей RipTide определяют его следующие преимущества:

Совместимость с роторными управляемыми системами

Расширитель RipTide может эксплуатироваться с роторными и роторными управляемыми системами (РУС), причем как в вертикальных, так и в наклонных скважинах. Совместимость с РУС позволяет использовать инструмент при выполнении работ по наклонно-направленному бурению на протяженных интервалах бурения.

Примером использования расширителя RipTide™ 8500 с РУС может служить работа, проведенная специалистами Weatherford на месторождении в Восточной Сибири в феврале 2015 года. Она заключалась в бурении скважины с одновременным расширением ее ствола. Решение об установке расширителя в КНБК РУС было принято с целью уменьшения рисков прихватов компоновки в результате подвижек нестабильных пород в процессе бурения. Данное решение было принято как альтернатива использованию дорогостоящего раствора на углеводородной основе.

При выполнении работ с использованием расширителя RipTide™ 8500, активируемого шаром, за один рейс было пройдено 458 м в породах Булайской и Бельской свит различной крепости (от 5% до 95%). Бурение под эксплуатационную колонну диаметром 215,9 мм проводилось с последующим расширением ствола до 228,6 мм. В качестве вооружения расширителя применялись блоки резцов для средних пород с PDC вставками размерами 9,5 мм.

В процессе реализации проекта были выбраны следующие режимы:

- нагрузка на долото – 8-15 тонн;
- обороты ротора – 120-160 об/мин;
- расход насосов – 2000-2200 л/мин.

При таких показателях средняя скорость бурения превысила 20 м/ч.

Износ вооружения расширителя после его подъёма на поверхность приведён на рисунке 3.

Относительно невысокая скорость бурения была вызвана значительной неоднородностью пород в указанном интервале, что приводило к возникновению вибраций и вынуждало снижать нагрузки на долото. Несмотря на это, общий результат работы показал хорошие механические характеристики при бурении с одновременным расширением ствола скважины, а также продемонстрировал высокую надёжность и безотказность конструкции расширителя (рис. 4).

РИСУНОК 3. Внешний вид расширителя и износ вооружения блока резцов до и после рейса

РИСУНОК 4. Сбалансированная конструкция блока резцов

Другим примером эффективного использования расширителей является совместное применение бурового расширителя RipTide™ и расширяемого хвостовика MetalSkin® на морской скважине с большим углом отклонения в Мексиканском заливе. Буровой расширитель RipTide™ серии 6000 размером 6,5 дюймов был применен для проработки и расширения ствола скважины до 7 дюймов на участке длиной 227 м, после чего был успешно установлен 6×7 5/8-дюймовый хвостовик для необсаженных скважин MetalSkin с целью изоляции участка сланцевых пород, набухающих под воздействием воды. Расширяемый хвостовик MetalSkin длиной 277 м был установлен на глубине 2573–2850 м с нахлестом 41 м без цементирования. В результате применения указанных технологий был получен достаточно большой диаметр проходного канала, что позволило оператору преодолеть зону полной потери циркуляции с помощью 5 7/8-дюймового бурового долота. Кроме того, механический барьер также позволил оператору использовать морскую воду вместо бурового раствора на нефтяной основе и успешно достичь проектной глубины.

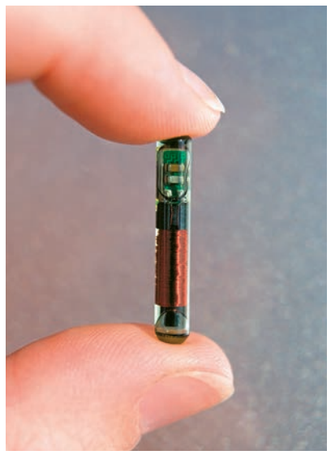
Различные варианты исполнения корпуса расширителя

Конструкция расширителя позволяет подобрать оптимальную компоновку расширителя и выбрать один из предпочтительных методов активации – механический или радиочастотный. К настоящему моменту в базе операций компании Weatherford насчитывается порядка 3000 работ с применением расширителей RipTide, при этом на начало 2015 года свыше 400 работ по всему миру было проведено с применением расширителей RipTide™, активируемых радиочастотными датчиками RFID. При этом реализовывались проекты для крупнейших мировых нефтегазовых компаний.

Способы активации

Расширитель RipTide может быть активирован как при помощи традиционного механизма падающего шара, так и с помощью электроники, когда небольшие, но очень прочные датчики RFID внутри бурильной трубы передают информацию на электронный считыватель, расположенный на контроллере инструмента (рис. 5). Модель бурового расширителя RipTide с радиочастотной активацией (RFID) – это первый в отрасли автоматический буровой расширитель.

РИСУНОК 5. Радиочастотный датчик RFID



В случаях, когда стоимость эксплуатации буровой велика и перед буровыми бригадами стоят задачи минимизации непроизводственного времени, например, при бурении на шельфе, то буровые компании-подрядчики и операторы месторождений все чаще обращают внимание на расширители с возможностью многократной активации и деактивации блоков резцов при бурении без проведения СПО.

Основное преимущество такой технологии очевидно на примере проведенной работы на месторождении Оугурук на Аляске, где применение бурового расширителя RipTide компании Weatherford позволило пробурить ствол скважины диаметром 10 5/8 дюйма и расширить его до 11 3/4 дюймов, обеспечив дополнительное затрубное пространство для спуска хвостовика диаметром 9 5/8 дюйма всего за одну СПО.

Для решения поставленной задачи компанией Weatherford был использован расширитель RipTide™ с RFID серии 10625, спущенный совместно с РУС, благодаря чему удалось расширить промежуточную часть ствола скважины в интервале 2124–2577 м, пройдя 452,63 м сланцевых пород с пропластками аргиллитов и песчаника и осуществив за один спуск пятикратную активацию инструмента: при наземных испытаниях, ниже башмака диаметром 11 3/4 дюйма, на башмаке для короткой проработки, на проектной глубине и при наземных испытаниях после подъёма. Результатом данной работы для оператора стал успешный и безопасный спуск обсадной колонны диаметром 9 5/8 дюйма до проектной глубины.

В целом, такие технологические решения Weatherford, как бурение с одновременным расширением ствола скважин и возможностью многократной активации инструмента, наряду с приемлемой стоимостью услуг позволяют заказчикам компании находить все новые возможности для оптимизации проектов и сокращения их себестоимости.

Key words: *drilling, barrel extension, the construction of the well, the production rate of the well.*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

В ПОСЛЕДНИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ НАБЛЮДАЕТСЯ РОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ФОНЕ СОКРАЩЕНИЯ ВВОДА НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. МНОГИЕ ЭКСПЕРТЫ СВЯЗЫВАЮТ ЭТО В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ С ПОВЫШЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗУЮТ СЕГОДНЯ ВЕДУЩИЕ МИРОВЫЕ КОМПАНИИ?

УДК 622.24

Ключевые слова: *наклонно-направленное бурение, добыча нефти, дебит скважины.*

Мороз Павел Юрьевич,
компания Halliburton

Особенно этот эффект заметен в США, где внедрение новых технологий позволило значительно увеличить добычу нефти и сократить сроки строительства скважин. Так, согласно информации департамента энергетики США (EIA) рост добычи на нетрадиционных месторождениях за последние 7 лет составил от 200% до 500% в пересчете на 1 буровую (Рис 1).

Помимо перехода от бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин к бурению горизонтальных скважин, широкому применению МГРП значительный вклад также принесло увеличение эффективности бурения. Основные аспекты влияющие на эффективность бурения будут рассмотрены в настоящей статье.

Основные методы оценки эффективности бурения

Оценка эффективности бурения представляет собой нетривиальную задачу. Большое количество факторов зависят от района проведения работ и даже от конкретной буровой. Кроме того, значительную проблему в оценке эффективности бурения составляет отсутствие или низкое качество статистики.

К основным методам оценки эффективности бурения относят:

- количество метров пробуренных за определенный интервал (сутки, месяц, год);
- количество дней затраченных для бурения скважины;
- количество пробуренных метров на одну буровую;
- количество пробуренных скважин;
- количество скважин оправдавших ожидания по дебиту;
- дебит скважин;
- затраты на бурения метра проходки;

Стоит учитывать, что на вышеприведенные методы большое внимание оказывает сложность скважин и в полной мере такие методы могут применяться лишь для однотипных скважин. На рисунке 2 приведен пример оптимизации проекта в России для 56 скважин.

В России также широко используется график «Глубина-День» для сравнения эффективности применяемых решений на одном месторождении или проекте. В этом случае есть возможность проследить эффективность бурения каждой секции и выделить интервалы с наибольшими рисками непроизводительного времени.

На рисунке 3 приведены примеры бурения скважин в регионе Коми (красные линии) по сравнению с типовой скважиной (голубая линия).

РИС. 1. Ежедневная добыча нефти и газа для выбранных месторождений в пересчете на 1 буровую.
Growth in U.S. hydrocarbon production from shale resources driven by drilling efficiency, EIA

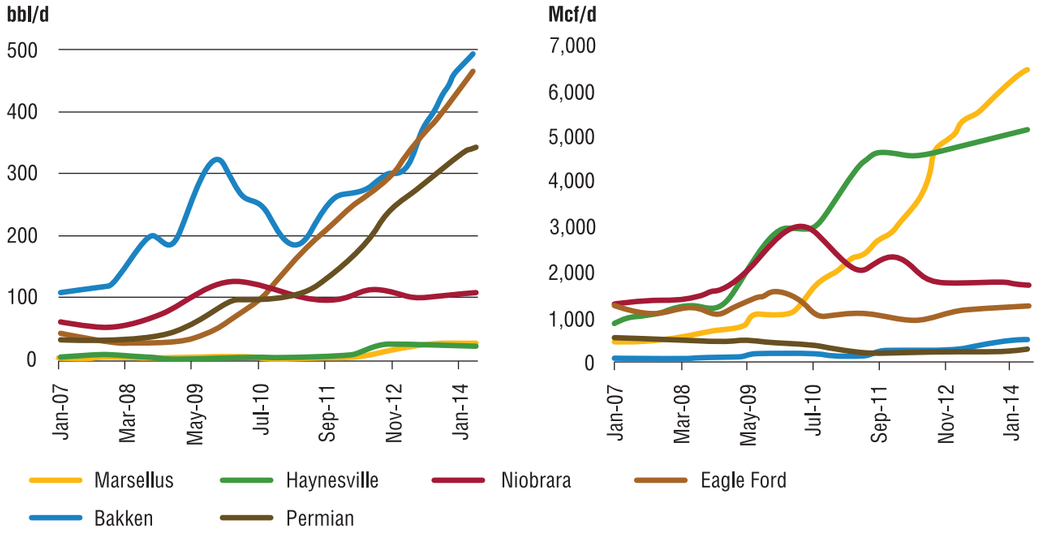


РИС. 2. Пример оптимизации проекта. Данные компании Halliburton

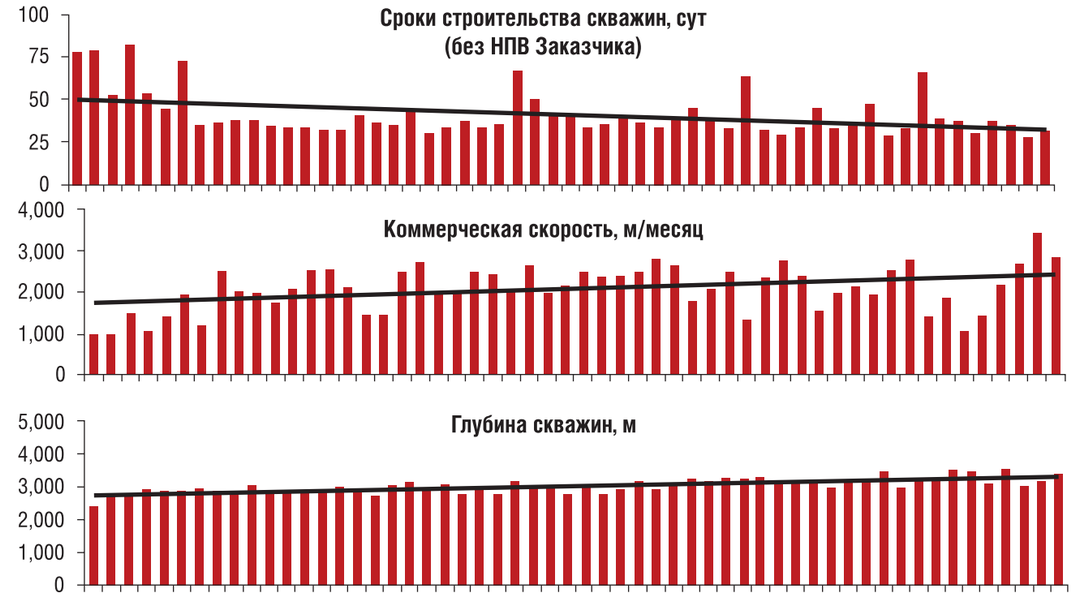


РИС. 3. Пример оптимизации проекта в республике Коми. Данные компании Halliburton

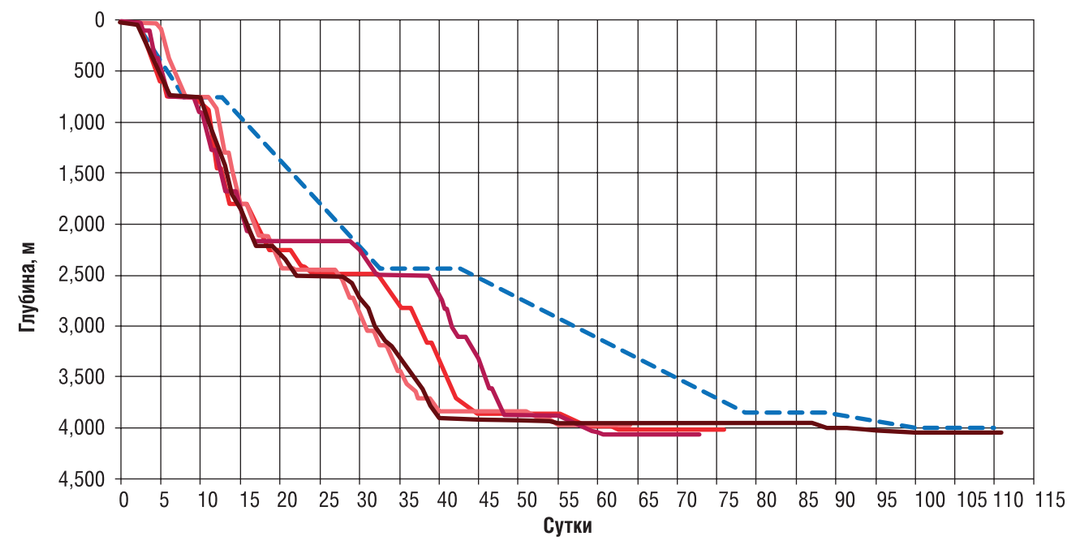


РИС. 4.1. Различные методы при бурении и их эффективность. Оценка автора

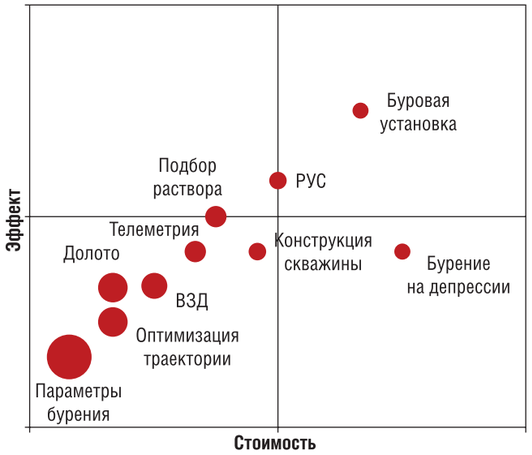
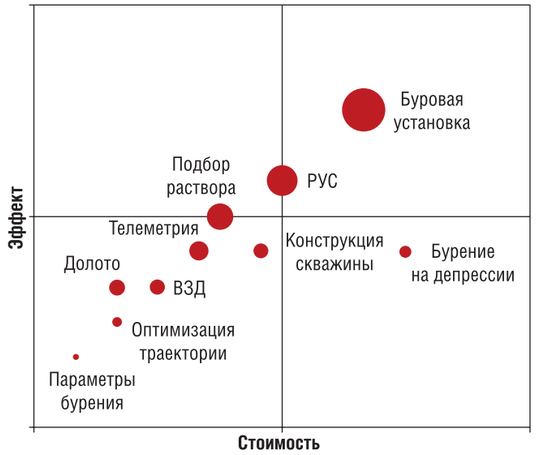


РИС. 4.2. Различные методы при бурении и их эффективность. Оценка автора



Экономические аспекты повышения эффективности бурения

Как в России, так и за рубежом было проведено большое количество исследований посвященных экономической целесообразности различных методов повышения эффективности бурения. Были выведены и проанализированы различные методы увеличения механической скорости проходки в зависимости от их стоимости [1], влияние различных методов на чистую приведенную стоимость (NPV) проекта [2] и многие другие. Однако следует признать, что все подобные исследования выполнялись лишь для определенного набора методов или для конкретного месторождения/проекта.

В целом не существует универсальной методики оценки экономической целесообразности применения того или иного метода, что создает определенные проблемы при планировании новых месторождений. В большинстве случаев разработка месторождения начинается с использованием наиболее дешевых методов, а внедрение новых технологий производится по итогам опытно-промышленных работ. Причинами такого подхода является большое количество предлагаемых решений на рынке сервисных услуг, а также сложность оценки рисков и экономической эффективности.

В качестве наиболее простого примера можно привести сравнение различных методов применяемых в наклонно-направленном бурении по соотношению эффектность/стоимость для 2 случаев:

- бурение простых скважин на истощенных и зрелых месторождениях – Рис. 4.1.
- бурение сложных скважин на новых, морских или месторождениях с большим ожидаемым дебитом – Рис. 4.2.

Площадь круга при этом соответствует экономической эффективности.

Так при бурении наиболее простых скважин (Рис. 3.1.) наиболее эффективным является оптимальный подбор параметров бурения, оптимизация траектории и подбор долота, при этом затраты на более мощную и современную буровую установку являются менее эффективными.

При бурении более сложных скважин (в том числе морских скважин) наиболее эффективными являются затраты на модернизацию буровой установки, использование современных методов в ННБ, в частности роторно-управляемых систем (РУС), а также оптимальный подбор бурового раствора (например, РУО вместо РВО).

Методы повышения эффективности бурения

Методы позволяющие повысить эффективность бурения можно условно разделить на следующие группы:

- сокращение непроизводительного времени;
- увеличение скорости бурения;
- увеличение дебита скважин;
- снижение стоимости бурения.

Сокращение непроизводительного времени. К данной группе можно отнести методы, которые позволяют сократить непроизводительное время, в том числе и скрытое непроизводительное время. Такими методами является использование более надежного оборудования, контроль за забойными шоками и вибрациями, оптимизация параметров бурения и т.д.

К скрытому непроизводительному времени относятся все те операции, которые прямо не связаны с бурением, например, наращивания, снятие замеров, передача команд РУС и т.д. Хоть такие операции и не рассматриваются большинством компаний как непроизводительное время, однако их оптимизация позволяет значительно повысить эффективность бурения.

Увеличение скорости бурения. В этой группе в первую очередь можно отметить следующие методы:

- оптимизация конструкции скважины и траектории скважины. В том случае появляется возможность значительно сократить время слайдирования, а также увеличить МСП за счет роторного бурения нестабильных интервалов пород;
- подбор пары ВЗД-долото позволяет сократить интервалы слайдирования и увеличить МСП;
- использование профилированных ВЗД (Рис. 5) позволяет значительно увеличить МСП за счет более высокого крутящего момента на долоте и снизить риск отказа оборудования;

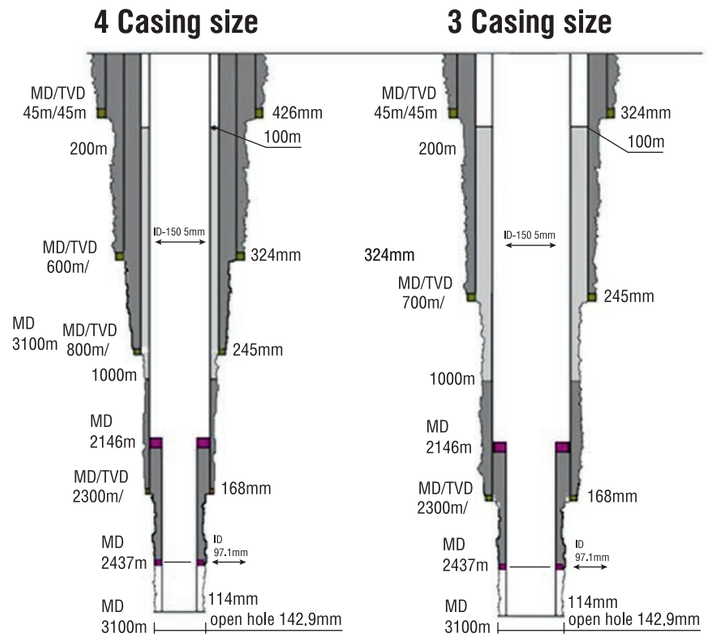
РИС. 5. Схематичное изображение разреза профилированного ВЗД. Эластомер имеет постоянную толщину, что позволяет значительно увеличить крутящий момент на долоте и увеличить срок службы ВЗД

- использование роторно-управляемых систем позволяет значительно увеличить среднюю МСП за счет отсутствия интервалов слайдирования, а также позволяет бурить более глубокие и сложные скважины (Рис. 6);

РИС. 6. Принцип работ роторно-управляемой системы Geo-Pilot «point-the-bit»

Увеличение дебита скважин. Наиболее обширная группа к которой относятся аналитические методы позволяющие на стадии планирования (сейсмический, гидродинамический анализ), бурения (использование приборов каротажа во время бурения, геонавигация, интерпретация данных в реальном времени) и заканчивания (мультистадийный ГРП, интеллектуальный системы заканчивания) значительно повысить дебиты скважин.

РИС. 7. Пример изменения конструкции скважины на проекте в России. Данные компании Halliburton



Здесь необходимо также отметить что некоторые из этих методов, такие как и геонавигация (геологическое сопровождение и обновление геологической модели в процессе бурение), интерпретация (анализ ФЕС коллектора в реальном времени) при незначительных затратах позволяют значительно повысить эффективность бурения. Причем геонавигация и интерпретация показывают свою эффективность даже при бурении скважин с последующим проведением мульстадийного ГРП.

Кроме вышеперечисленных методов, к данной группе также можно отнести бурение многоствольных и многозабойных скважин.

Снижение стоимости бурения. Зачастую повышение эффективности бурения можно достичь не только за счет внедрения более совершенных и дорогих методов, но и за счет снижения затрат. Например, при переходе от 4-х к 3-х колонной конструкции скважины (Рис. 7) можно значительно сократить затраты на обсадную колонную, снизить количество спуско-подъемных операций и значительно сократить время строительства скважин.

Приведенные в статье методы и их краткий анализ дает лишь примерное представление о том многообразии технологий доступных в настоящий момент на рынке. Анализ различных методов позволяющих повысить эффективность бурения является сложной задачей, требующей инженерного, экономического, управленческого и логического подхода. Данные задачи требуют привлечения большого количества специалистов из различных областей, а их решение возможно лишь при участии всех сторон вовлеченных в процесс бурения – компании-оператора, бурового подрядчика, сервисных компаний.

Литература

1. *Drilling Efficiency and Rate of Penetration – Definitions, Influencing Factors, Relationships and Value. Graham Mensa Wilmort et al. SPE 128288.*
2. *New Approaches to Improve Economical Efficiency of Development of Gas-Condensate Reservoirs with Thin Oil Rims. Yushkov et al. SPE 179924.*

Key words: *directional drilling, oil production, the well yield.*

ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТИ

УДК 665.61

ИССЛЕДОВАНО ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ (ЧАСТОТА 22 КГЦ, ИНТЕНСИВНОСТЬ 10 ВТ/СМ²) НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНОГО КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА. ПОКАЗАНО, ЧТО ПРИ ОПТИМАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЯЗКОСТЬ МАЛОПАРАФИНИСТЫХ ВЫСОКОСМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ (СООТНОШЕНИЕ Н-АЛКАНЫ : СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫЕ КОМПОНЕНТЫ = 0,13–0,25) СНИЖАЕТСЯ В 1,9–3,2 РАЗА, ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ – НА 16–33°С. СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ, ОБРАБОТАННЫХ УЛЬТРАЗВУКОМ, СУЩЕСТВЕННО УХУДШАЮТСЯ

Ключевые слова: *нефть, ультразвуковая обработка, вязкость, температура застывания.*

Волкова Галина Ивановна,
канд. хим. наук, ст. научн. сотр.
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

Ануфриев Роман Викторович,
аспирант
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

Юдина Наталья Васильевна,
канд.техн. наук, зав. лабораторией реологии нефти
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

Муллакаев Марат Салаватович,
д-р техн. наук, вед. научн. сотр.,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт общей и неорганической химии им. Н.С. Курнакова Российской академии наук

Выработка крупнейших мировых высокопродуктивных месторождений легкой нефти привела к изменению структуры разведанных запасов нефти, а именно увеличению в балансе добычи нефтей с высоким содержанием высокомолекулярных углеводородов нормального строения, смол и асфальтенов. Парафинистые и высокопарафинистые нефтяные системы теряют текучесть уже при положительных температурах в результате кристаллизации парафиновых углеводородов. Для преодоления проблем, возникающих при добыче и транспортировке парафинистых нефтей, существуют специальные методы воздействия: тепловые, механические, физические и химические. В настоящее время довольно широко исследуется возможность применения ультразвуковой обработки для нужд нефтяной отрасли. Благодаря воздействию ультразвуковых колебаний при добыче нефти достигаются следующие эффекты: увеличение проницаемости призабойной зоны пластов; депарафинизация; акустическая дегазация и снижение вязкости нефти в ультразвуковом поле; вовлечение в разработку низкопроницаемых и закольматированных пропластиков [1–5 и др.].

Основные физико-химические и химические эффекты, которые возникают в жидкости под действием акустических полей, связывают с кавитацией [1]. Характерной особенностью ультразвуковой кавитации является локальное концентрирование относительно невысокой средней энергии акустического поля в очень малых объемах, что приводит к созданию исключительно высоких плотностей энергии. Исследования показали, что в ультразвуковом поле значительно увеличиваются скорости реакций не только в водных, но и в органических средах, повышается их селективность (пиролиз углеводородов, окисление альдегидов и спиртов, реакции алкилгалогенидов, алкилирование и т.д.) [1, 4, 5]. В работе [6] на примере декана установлено, что ультразвуковое воздействие приводит к разрыву молекулярных связей с последующей рекомбинацией разнообразных радикалов. Хроматографический анализ показал наличие в газовой фазе новых продуктов, причем водород представлен максимально.

ТАБЛИЦА 1. Характеристики исследуемых нефтей

Нефть	Содержание, % мас.			н-алканы/САК	Вязкость, мПа (D_r = 9 с$^{-1}$, 20°С)	$T_з$, оС	Эффект при рациональном режиме обработки	
	Масла (в том числе н-алканы)	СС	Асф				$\eta_{исх}/\eta_{узо}$	$\Delta T_з$
МПВСН	59,0 (1,1)	31,1	9,9	0.04	3400	-18	1,4	+5
ПВСН-1	81,3 (2,2)	15, 4	3,3	0,14	78	-28	3,2	+16
ПВСН-2	73,5 (2,8)	21,9	4,6	0,13	73	-18	1,9	+20
ПВСН-3	76,8 (4,0)	16,1	7,1	0,25	110	-19	2,3	+21
ПВСН-4	71,1 (4,5)	25,7	3,2	0,18	439	-5	2,3	+33
ПВСН-5	77,7 (5,9)	15,5	6,8	0,38	26	-8	1,3	+3
ВПН-1	98,6 (10,1)	1,4	следы	7,21	70	+7	6,1	-10
ВПН-2	91,0 (11,0)	7,0	2,0	1,57	145	+5	5,0	-4
ВПВСН-1	80,3 (18,9)	15,6	4,1	1,21	382	+19	1,1	-2
ВПВСН-2	72,0 (20,0)	25,9	2,1	0,77	850	+18	1,3	-2

СС – силикагелевые смолы, Асф – асфальтены, D_r – скорость сдвига

Акустические воздействия на дисперсные системы приводят к структурным превращениям компонентов дисперсной фазы, изменению размеров ассоциатов, степени дисперсности и широко используются для подготовки нефтей к транспортировке и переработке [7]. Ультразвуковая обработка (УЗО) нефтей и нефтяных фракций позволяет эффективно влиять на их реологические свойства и фракционный состав [8–15].

В настоящее время проводятся многочисленные исследования, направленные на изучение влияния ультразвукового воздействия на вязкостно-температурные свойства нефтей. Результаты этих воздействий неоднозначны и не всегда объяснимы в связи со сложностью объекта.

Цель данной работы – исследование влияния УЗО на структурно-механические свойства нефтей различного компонентного состава.

УЗО нефтяных систем проводили на установке ULTRASONIC в течение 1–20 мин при температуре 25–30°С. УЗ блок установки включает в себя УЗ генератор PS-4/25 мощностью 4 кВт, магнитострикционный преобразователь MST-2/22 с резонансной частотой 22 кГц и стержневой волновод с диаметром рабочего торца инструмента 12 мм [13, 16]. Реологические свойства анализировались на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA. Температура застывания ($T_з$) образцов фиксировалась с помощью прибора «ИНПН» (КРИСТАЛЛ).

При обработке малопарафинистой высокосмолистой нефти (МПВСН) с высоким содержанием асфальтенов в течение 2 мин происходит снижение вязкости в 1,4 раза и температуры застывания на 5°С (табл. 1). В группе парафинистых высокосмолистых нефтей (ПВСН) с содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) 19–29 % мас. наблюдается изменение вязкостно-температурных характеристик при рациональном времени обработки: вязкость снижается в 1,3–3,2 раза, температура застывания – на 3–33°С. Максимальная депрессия вязкости и температуры застывания отмечается для нефтей с соотношением н-алканы: САК = 0,13–0,25. Эффективность ультразвукового воздействия снижается при отклонении от значений этого показателя.

На рис. 1 приведены зависимости вязкости от времени УЗО парафинистой высокосмолистой нефти ПВСН-1. При ее обработке в течение 10 мин наблюдается снижение вязкости при 10°С в 2 раза.

РИС. 1. Влияние времени УЗО на динамическую вязкость ПВСН-1 при температуре 10°С

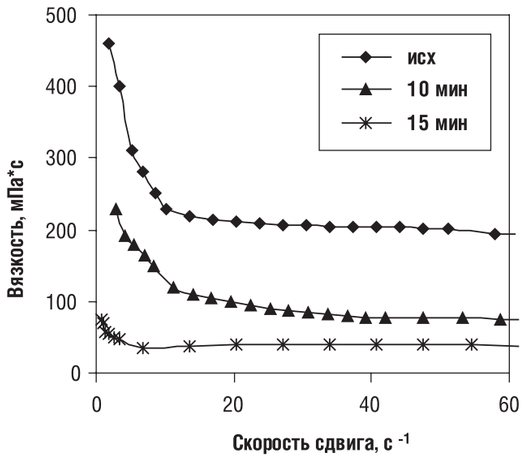
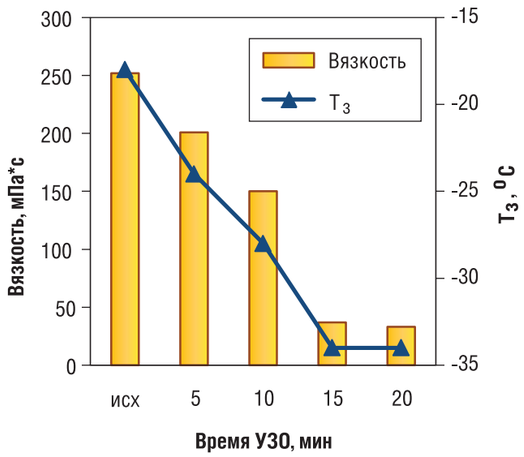


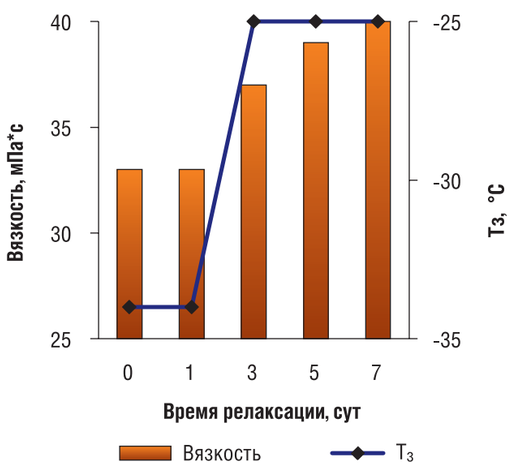
РИС. 2. Влияние времени УЗО на эффективную вязкость (D_r = 9 c^{-1}, температура 10°С) и температуру застывания ПВСН-1



Дальнейшее увеличение времени УЗО приводит к дополнительному уменьшению вязкости (практически в 8 раз), достигающей постоянного значения после 15 мин обработки. УЗО нефти способствует также снижению температуры застывания: воздействие в течение 5 минут приводит к снижению температуры застывания на 8°С (рис. 2). Депрессия температуры застывания нефти постепенно возрастает при увеличении времени обработки и достигает 16°С после 15 минут УЗО.

Переход возбужденной нефтяной системы после снятия ультразвуковой нагрузки в равновесное состояние осуществляется во времени. Вязкость нефти и величина депрессии температуры застывания через сутки после УЗО остаются практически неизменными (рис. 3). В дальнейшем вязкость и температура застывания релаксирующей нефти возрастают, что обусловлено, вероятно, образованием новых или восстановлением прежних межмолекулярных связей. Однако даже через 7 суток вязкостно-температурные характеристики нефти не достигают первоначальных значений.

РИС. 3. Релаксация эффективной вязкости (D_r = 9 c^{-1}, температура 10°С) и температуры застывания обработанной нефти



Иное поведение наблюдали для высокопарафинистых нефтей, обработанных ультразвуком. Обработка этих нефтей приводит к росту вязкости и температуры застывания независимо от времени воздействия (табл. 1). Как видно из рис. 4 и табл. 2, вязкость ВПН-1 после 15 мин обработки увеличивается в 6 раз, предельное напряжение сдвига – в 4 раза, температура застывания при этом возрастает на 10°С (с 7 до 17°С). Вязкостно-температурные кривые, полученные при скорости сдвига 1,0 c^{-1}, показывают, что УЗО ВПН-1 приводит к формированию дисперсной фазы при более высоких температурах (рис. 5). С увеличением времени воздействия повышаются температуры фазовых переходов: T_1 – начало кристаллизации, T_2 – спонтанная кристаллизация. Отмеченные изменения вязкостно-температурных параметров обусловлены влиянием УЗО на процессы зарождения и роста кристаллических агрегатов, формирующих при понижении температуры прочные структурные 3-D сетки.

Повышение температур фазовых переходов в обработанной нефти интенсифицирует образование парафиновых отложений при одних и тех же температурных режимах. Количество осадка возрастает более чем в 2 раза (табл. 2).

ТАБЛИЦА 2. Влияние времени УЗО на структурно-механические и энергетические параметры ВПН-1

Время УЗО [мин]	η, мПа • с*	τ, Па	T_3, °С	Масса осадка, г/100 г нефти
0	610	0,47	7	17
5	1770	1,37	11	30
10	2489	1,58	16	34
15	3579	1,84	17	35

РИС. 4. Влияние времени оУЗО на вязкость ВПН-1 при 20°С

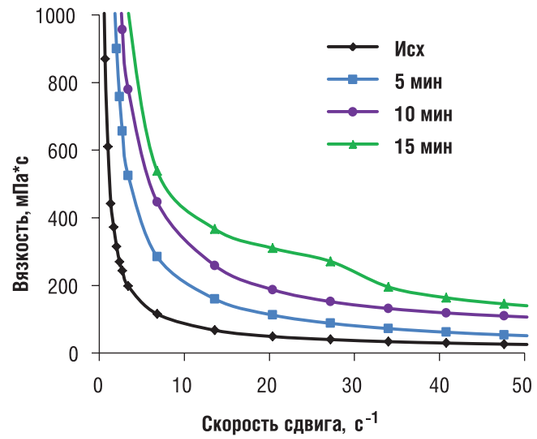
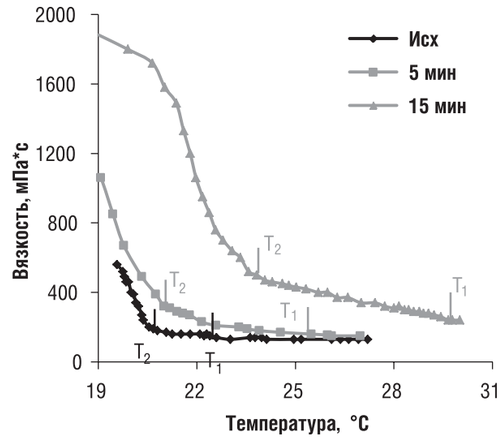


РИС. 5. Влияние времени УЗО на температуры фазовых переходов при охлаждении ВПН-1



Для высокопарафинистых высокосмолистых нефтей (ВПВСН-1, ВПВСН-2) ухудшение реологических свойств после УЗО менее выражено, чем для высокопарафинистых.

Таким образом, исследовано влияние УЗО на вязкостно-температурные свойства нефтей различного компонентного состава. Обработка парафинистых высокосмолистых нефтей при соотношении н-алканы: САК = 0,13–0,25 способствует снижению вязкости в 1,9–3,2 раза, температуры застывания на 16–33°С. В высоковязкой нефти (МПВСН) наблюдается диссипация энергии ультразвукового поля, поэтому эффект невысокий. УЗО высокопарафинистых нефтей с низким содержанием САК отрицательно влияет на их структурно-механические свойства: существенно возрастают реологические параметры, температура застывания, дисперсная фаза формируется при более высоких температурах, чем в исходном образце. Несмотря на отрицательное влияние УЗО на структурно-механические параметры высокопарафинистой нефти следует отметить, что в ультразвуковом поле нефть значительно разогревается и поэтому может быть транспортирована до момента начала кристаллизации н-алканов с меньшими энергетическими затратами.

Немаловажным отличием ультразвуковых обработок от многих других является их абсолютная экологическая безопасность, как для недр, так и для окружающей среды.

Литература

1. *msalimov.narod.ru/Ultra.html. Ультразвуковое воздействие на призабойную зону пласта.*
2. *www.vestnikrf.ru/journal/post/333. Локомотив развития, катализатор процессов обновления.*
3. *Горбачев Ю.И., Иванова Н.И., Колесников Т.В., Никитин А.А., Орентлихерман Э.И. Акустические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти //Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – 87–91.*
4. *Никитин В.С., Ягодов Г.Н., Ненартович Т.Л., Кузнецов Н.П., Музипов Х.Н. Технология повышения нефтеотдачи сверхмощным ультразвуковым воздействием // Нефтепромысл. дело: НТЖ / ВНИИОЭНГ. – 2010. – № 8. – С. 14–17.*
5. *Пат. 2136859 РФ. Способ разработки нефтяных месторождений / Позднышев Г. Н., Манырин В.Н., Досов А.Н., Манырин В.Н., Савельев А.Г. – №98116834/03; опуб. 10.09.1999.*
6. *Пат. № 2346206 РФ. Способ перекачивания вязких жидкостей/ Хмелев В.Н., Абраменко Д.С., Хмелев С.С., Цыганок С.Н., Барсуков Р.В., Шалунов А. В., Хмелев М.В. – № 2007136704; опуб. 02/2009. – С.6.*
7. *www.akin.ru/news/r_news_lab2_p.htm, Эффект снижения вязкости органических жидкостей под действием акустического поля высокой интенсивности.*
8. *Доломатов М.Ю., Гордеев В.Н, Афанасьев А. Г., Браславский М.И. Влияние ультразвука на коллоидную структуру судовых топлив // Химия и технология топлив и масел. – 1994. – № 5. – С. 8–12.*
9. *Промтов М.А., Авсеев А.С. Импульсные технологии переработки нефти и нефтепродуктов// Нефтепереработка и нефтехимия. – 2007. – № 6. – С. 22–24.*
10. *Плисс А.А., Золотов В.П., Якимов А.В. Влияние ультразвука на физико-химические свойства нефти// Интервал. – 2007. – № 3. – С. 36.*
11. *Клокова Т. П., Володин Ю. А., Глаголева О. Ф. Клокова Т. П., Володин Ю. А., Глаголева О. Ф. //Химия и технология топлив и масел. 2006. – № 1. С. 32–34.*
12. *Mousavi S.M.,Ramazani A., Najafil., Davachi S.M. Effect of ultrasonic irradiation on rheological properties of asphaltenic crude oils //Petroleum Science. – 2012. – V. 9. – № 1. – P. 82.*
13. *Муллакаев М.С, Абрамов В.О., Волкова Г.И., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Исследование влияния ультразвукового воздействия и химических реагентов на реологические свойства вязких нефтей // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. – №5. – С. 31–34.*
14. *Тухватуллина А. З. Состав, физико-химические и структурно-реологические свойства нефтей из карбонатных коллекторов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук. Казань. 2013.*
15. *Волкова Г. И., Прозорова И. В., Ануфриев Р. В., Юдина Н. В., Муллакаев М. С., Абрамов В. О. Ультразвуковая обработка нефтей для улучшения вязкостно-температурных характеристик // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2012. – №2. – С. 3–6.*
16. *Абрамов О. В., Абрамов В. О., Артемьев В. В., Муллакаев М. С. Анализ эффективности передачи ультразвуковых колебаний в нагрузку // Акустический журнал. – 2009. – Т. 55. – № 3. – С. 1–17.*

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

пр. Академический, 4, г. Томск, 634055, факс(382-2) 49-14-57,

тел. 49-27-56, e-mail: galivvol@yandex.ru, тел. (3822)49-27-56

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт общей и неорганической химии им. Н.С. Курнакова Российской академии наук, Москва

mullakaev@mail.ru

Key words: *oil, ultrasonic processing, viscosity, pour point.*

КОМПЛЕКСНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ

основа перспективных технологий нефтегазодобычи

УДК 622.276

ПРЕДСТАВЛЕН ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРАДИЦИОННЫМИ И ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ, ОСНОВАННЫЙ НА МНОГОСТАДИЙНОМ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ, В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ КОТОРОГО В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИНЫ ГЕНЕРИРУЮТСЯ ГАЗЫ, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ВОДОРОД, И ГОРЯЧИЕ КИСЛОТЫ – АЗОТНАЯ И СОЛЯНАЯ (В ОТДЕЛЬНЫХ СЛУЧАЯХ ПЛАВИКОВАЯ). ВЫДЕЛЯЮЩИЙСЯ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ВОДОРОД, УЛУЧШАЕТ ПРОНИЦАЕМОСТЬ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА И СПОСОБСТВУЕТ ФИЛЬТРАЦИИ ХИМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ В ПЛАСТ, ГДЕ ПРОИСХОДЯТ ИХ ВТОРИЧНЫЕ РЕАКЦИИ С ЕГО МИНЕРАЛЬНОЙ ЧАСТЬЮ И КОЛЬМАТАНТАМИ. НА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СТАДИИ ПРОЦЕССА (250–350°С) В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ, В ПРИСУТСТВИИ АТОМАРНОГО И МОЛЕКУЛЯРНОГО ВОДОРОДА И КАТАЛИЗАТОРОВ РЕАЛИЗУЕТСЯ ПРОЦЕСС ГИДРОКРЕКИНГА АСПО С ОБРАЗОВАНИЕМ ГАЗОВЫХ И ДИСТИЛЛЯТНЫХ ФРАКЦИЙ

Ключевые слова: *воздействие на пласт, повышение нефтеотдачи, скважина, месторождение, запасы, трудноизвлекаевая нефть.*

Хабибуллин Руслан Асгатович,
Генеральный директор ООО «Индустриальные технологии» к.т.н

Краченко Олег Викторович,
Зам.директора по науке ИПМаш НАНУ, Директор по науке ООО «Индустриальные технологии»

Велигоцкий Дмитрий Алексеевич,
ведущий инженер ИПМаш НАНУ, Главный технолог ООО «Индустриальные технологии»

Повышению полноты извлечения углеводородов из скважин в настоящее время уделяется все большее внимание. Особый интерес представляет технологии для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ) газа и нефти из низкопроницаемых коллекторов, технологии добычи высоковязких и высокообводненных залежей нефти и нефтяных оторочек. Примером успешного применения таких технологий в последнее время стала промышленная добыча газа из сланцев и плотных песчаников, превратившая США из страны-импортера в поставщика голубого топлива. Россия по различным оценкам занимает первое место в мире по разведанным запасам трудноизвлекаемых углеводородов. Стратегическое значение имеют отложения баженовской свиты, потенциальные запасы которой оцениваются в 22 млрд. тонн.

Анализ современных технологий повышения нефтегазоотдачи, применяемых на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, показывает, что традиционно используемые методы – тепловые, кислотные, щелочные обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) или их комбинации, при разработке месторождений с ТриЗ практически не дают результата. Дело в том, что эффективность обработок плотных пород-коллекторов нефтяных и газовых скважин существенным образом зависит от величин проницаемости их призабойных зон, так как активные химические компоненты рабочих составов должны диффундировать в поровое пространство, контактировать и реагировать с кольматантами непосредственно в продуктивном пласте.

Однако малая проницаемость ПЗП не позволяет фильтроваться этим химически активным растворам в поровое пространство, что и делает обработку неэффективной. Тепловое воздействие на ПЗП незначительно улучшает ситуацию, так как с ростом температуры химическая активность кислот и щелочей увеличивается, а вязкость тяжелых углеводородов или АСПО снижается. Но и в этом случае в малопроницаемом коллекторе ожидаемые химические процессы могут не начаться.

Наиболее широкое применение для разработки ТриЗ на сегодня получил метод многостадийного гидродинамического разрыва пласта (ГРП), хотя и у него имеются свои ограничения в применении, особенно на нефтяных месторождениях с высоким содержанием парафина и высокой угрозой последующего увеличения обводненности пласта.

Решение проблемы увеличения добычи и роста коэффициента извлечения углеводородов видится в создании и внедрении технологий, в ходе реализации которых осуществляется интегрированное многофакторное физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта, направленное на устранение в течение одной обработки всех основных причин кольматации, а также улучшения фильтрационной способности коллектора. Этим требованиям на сегодняшний день отвечает технология комплексного водородного и термобарохимического воздействия (КВТБХВ) на призабойную зону продуктивного пласта [1, 2].

Научно-практические основы и особенности технологии КВТБХВ на призабойную зону продуктивного пласта скважины

В основу технологии комплексного водородного и термобарохимического воздействия на продуктивный горизонт положено интегрированное использование аномальных свойств водорода в условиях многостадийного термогазохимического процесса, управляемого на каждой стадии, в ходе которого повышается температура, выделяются различные активные газы, в том числе водород, образуются горячие кислоты – азотная и соляная (в отдельных случаях плавиковая), производится обработка поверхностно-активными веществами.

Реализация технологии не требует специального оборудования, в том числе того, которое используется бригадами капитального ремонта. Производится раздельно-последовательное закачивание технологических растворов в призабойную зону скважины, где за счет разницы их плотностей происходит их смешивание. Реакции отдельных компонентов этих растворов инициируют протекание во всем объеме многостадийного термогазохимического процесса. Каждая последовательная стадия процесса характеризуется своим составом химически активных компонентов (газы, кислоты, ПАВы и пр.), воздействующих на пласт и флюид, а продолжительность стадий и их температурные режимы управляются наличием в растворах веществ активаторов и ингибиторов реакций и процессов.

Используются высокоэнергетические горюче-окислительные смеси, тепловой эффект реакции которых достигает 14–20 МДж/кг, и гидрореагирующие вещества (ГРВ) на основе натрия, алюминия, лития и бора.

Одним из основных научных положений данной технологии, является экспериментальное подтверждение того, что водород, особенно атомарный, является активатором процесса диффузии и повышает газопроницаемость коллекторов продуктивных пластов в 2–4.5 раза. Не менее важными являются результаты, которые доказали, что газопроницаемость плотных пород коллекторов при проведении водородной активации диффузии увеличивается не только во время процесса обработки, но и сохраняется после его завершения [3].

Данные исследования проводились на цилиндрических кернах уплотненных карбонатных и терригенных пород, извлеченных из нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Особенно эффективной водородная активация диффузии оказалась при воздействии на керны с минимальной газовой проницаемостью по воздуху – 0.02–0.03 мкм^2. Остаточная проницаемость таких кернов, обработанных атомарным водородом, увеличилась в 3.5–4.5 раза. Продувка кернов водородом осуществлялась в условиях пластовых температур (60–100°С). Моделировалась депрессия от 0.5 до 2.0 МПа. Экспериментально доказано, что обработка кернов

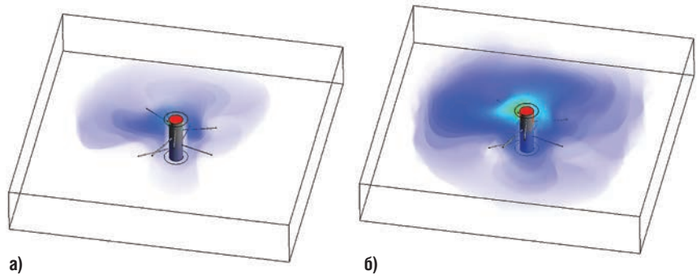
водородом, особенно полученным в ходе реакции гидролиза гидрореагирующих веществ существенно увеличивает фильтрационную способность керна и по отношению к другим газам (монооксидам и диоксидам азота и углерода) и их смесям.

Учитывая тот факт, что водород первым фильтруется в пласт, увеличивает его проницаемость, а при его содержании более 4–6 массовых процентов стимулирует фильтрацию в поровое пространство других химически активных газов и жидкостей, в данной технологии водород в качестве активатора процесса диффузии применяется уже на начальной низкотемпературной стадии термохимического процесса.

Другой особенностью данной технологии является организация процессе гидрокрекинга парафинов и АСПО непосредственно в продуктивном пласте за счет генерирования атомарного и молекуляного водорода в интервале температур 250–350°С (давление 5.0 МПа и выше) [4]. Аналогичный процесс широко применяется в нефтеперерабатывающей промышленности для увеличения глубины переработки нефти. Не сдедует путать гидрокрекинг с высокотемпературными процессами крекинга-пиролиза углеводородов, которые протекают при температурах выше 800°С.

В связи с малой плотностью и взрывоопасностью газообразного водорода, в технологии КВТБХВ применяются специальные методы доставки ГРС с устья на забой скважины, где и происходит их реакция с водой. В этом случае

РИС. 1. Пример моделирования распределения объемной доли молекулярного водорода в ПЗП вертикальной скважины в процессе термобарохимического воздействия а) без учета водородной активации диффузии; б) с учетом водородной активации диффузии



кроме экзотермического процесса генерирования водорода, решается еще одна важная задача – снижение обводненности продуктивного пласта в призабойной зоне (вода является источником водорода).

Управляемый процесс генерирования водорода на различных стадиях термохимической обработки осуществляется за счет разработанных новых методов пассивации поверхностей гидрореагирующих веществ, в том числе, на основе алюминия. Особый практический интерес представляют соединения на основе алюминия – алюмогидрид натрия ($NaAlH_4$) и композит АГНК-50, состоящий из 50% алюминия и 50% гидрида натрия NaH. Эти ГРВ обладают высокой скоростью генерирования водорода. Ранее, применение данных ГРВ было невозможным вследствие их высокой гигроскопичности и реакционной активности с водой или влагой. С этой целью были разработаны новые приемы доставки данных типов гидрорагирующих веществ в зону протекания термохимичесмкого процесса. Это доставка ГРВ как в химически стойких, но разрушающихся под воздействием температуры (от 80 до 300°С) пассивирующих оболочках, так и в составе ультрадисперсных суспензий.

Несмотря на относительную простоту реализации технологии КВТБХВ на промысле, процесс ее адаптации к конкретному объекту достаточно сложный и наукоемкий.

Одним из этапов подготовки к внедрению технологии является компьютерное 3-D моделирование водородного термобарохимического воздействия на ПЗС. При моделировании учитываются конструктивные особенности обрабатываемой скважины, в том числе количество, диаметр и длина перфорационных отверстий, эксплуатационные характеристики скважины, петрографические и теплофизические параметры породы пласта, состав и теплофизические характеристики пластового флюида и кольматантов. Параметры водородного, химического и термобарического воздействий на ПЗС задаются.

Следует отметить, что эффект водородной активации процессов диффузии в нефтегазоносных пластах еще не достаточно хорошо изучен, поэтому современные математические модели его не учитывают. Авторами впервые реализован алгоритм уточнения компьютерной модели с учетом

РИС. 2. Изменение температуры, (К) в ПЗС под воздействием газово-жидкостной смеси

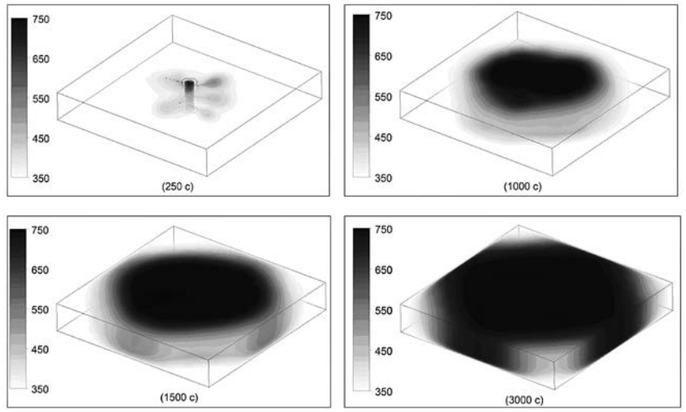
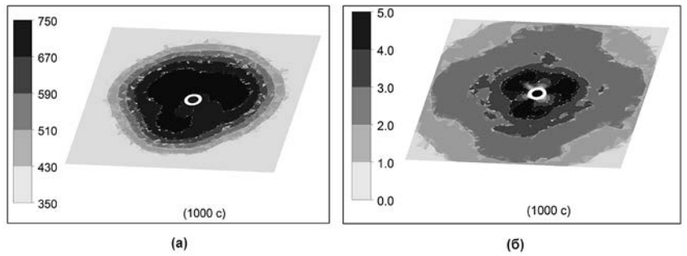


РИС. 3. Распределение температуры (а), К и скорости течения газовой смеси (б), мм/с в выбранном сечении ПЗС в процессе релизации КВТБХВ



данного эффекта. При этом в компьютерную модель вместо константы проницаемости обрабатываемого пласта закладываются регрессионные уравнения, описывающие зависимости проницаемости горной породы от эффективности водородной обработки, которые в каждом контректном случае определяются экспериментально [5].

На рис. 1 представлен результат моделирования водородного воздействия на призабойную зону пласта с известными свойствами горной породы (пористость, проницаемость, химический и гранулометрический составы) и флюида. Показано распределение объемной доли водорода в ПЗП (реальный размер выделенного фрагмента 3000×3000×500 мм) в течение одинакового времени обработки с учетом и без учета эффекта водородной активации диффузии (рис.1 а и б). Хорошо видно, что обработка пласта с учетом водородной активации диффузии проходит более интенсивно и охватывает больший радиус призабойной зоны скважины.

Компютерное моделирование всех стадий термохимической обработки ПЗП моделируются с учетом водородной активации диффузии.

На основе результатов компьютерного моделирования осуществляется выбор типов и концентраций горюче-окислительных составов и ГРВ, активаторов и ингибиторов термохимических процессов, обеспечивающих управляемость комплексного водородного и термобарического воздействия на ПЗП с учетом ее индивидуальных особенностей.

Процесс водородного и термобарохимического воздействия реализует комплексное и многофакторное воздействие на ПЗП и насыщающий ее флюид, является управляемым и протекает по заранее заданному алгоритму, который, в свою очередь, вырабатывается с учетом геолого-физических свойств коллектора и причин его кольматации. В ходе геофизических исследований, проведенных на нескольких скважинах после проведения технологии КВТБХВ, зафиксировано увеличение проницаемости коллектора в радиусе 25–30 метров, а снижение скин-фактора с 6 до -1.

На сегодняшний день при помощи данной технологии обработано более 70 скважин в России, Украине, Грузии, Туркмении и Китае, в которых запасы углеводородов по различным причинам (обводненность пласта, высокое содержание АСПО, низкая проницаемость и др.) относятся к категории «трудноизвлекаемых». Полученные результаты по увеличению дебитов углеводородов подтвердили высокую эффективность данного технологического подхода.

В 2014 году технология впервые и успешно реализована на скважинах с горизонтальными окончаниями, что позволяет сделать вывод о ее широком применении, в том числе и на месторождениях с нетрадиционными и трудноизвлекаемыми запасами.

Литература

1. *Кравченко О. В., Велигоцкий Д.А., Хабибуллин Р.А. Перспективные технологии комплексного воздействия на пласт для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа Труды Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE по разведке и добыче (14–16 октября 2014, ВВЦ, Москва), SPE-171676-RU.*
2. *Пат. 102501, Украина, МПК E21B 43/24 (2006.01), E21B 43/25 (2006.01) Способ комплексного водородного и термобарохимического воздействия на призабойную зону продуктивного пласта [Текст] / Кравченко, О.В., Велигоцкий, Д.О., Мацевитый, Ю.М., Симбирский, О.В. – Заявитель и патентодержатель Научно-технический концерн «Институт проблем машиностроения» НАН Украины. – № а 2013 03001. – Заяв. 11.03.2013. Опубл. 10.07.2013. Бюл. № 23.*
3. *Кравченко, О.В. 2013. Водородная активация в процессах повышения проницаемости нефтегазоносных пород. Восточно-Европейский журнал передовых технологий 1/6 (61): 21–25.*
4. *Кравченко О.В. Применение водорода в химических и термохимических технологиях интенсификации добычи углеводородов/ О.В. Кравченко // Промышленность Казахстана. – 2013. – № 6 (81). – С. 58–63. – ISSN 1608-8425.*
5. *О.В. Кравченко, Д.А. Велигоцкий, А.Н. Авраменко, Р.А. Хабибуллин Совершенствование технологии комплексного воздействия на продуктивные пласты нефтяных и газовых скважин // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2014. – № 6/5 (72). – С. 4–9.*

Key words: *effects on the reservoir, enhanced oil recovery, drill hole, oilfields, oil reserves, hard-to-recover oil.*

КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН

УДК 621.5

ХАРАКТЕРНОЙ ОСОБЕННОСТЬЮ СОВРЕМЕННОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ УВЕЛИЧЕНИЕ В МИРОВОЙ СТРУКТУРЕ СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ ДОЛИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ (ТИЗ). МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ С ОСОБЫМИ СВОЙСТВАМИ (ТЯЖЕЛАЯ, ВЯЗКАЯ, ПАРАФИНИСТАЯ, СМОЛИСТАЯ) ЗНАЧИТЕЛЬНО ПРЕВЫШАЮТ ЗАПАСЫ ЛЕГКОЙ НЕФТИ. ВО МНОГИХ ПРОМЫШЛЕННО РАЗВИТЫХ СТРАНАХ МИРА ТЯЖЕЛАЯ НЕФТЬ РАССМАТРИВАЕТСЯ В КАЧЕСТВЕ ОСНОВНОЙ БАЗЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ НА БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ. В РОССИИ ТАКЖЕ БОЛЬШУЮ ЧАСТЬ ЗАПАСОВ СОСТАВЛЯЮТ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ НЕФТИ (ОКОЛО 55%), В ЧАСТНОСТИ ВЯЗКИЕ НЕФТИ (ВН), К КОТОРОЙ ПРИНЯТО ОТНОСИТЬ НЕФТЬ С ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТЬЮ 30 МПА-С ИЛИ С КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТЬЮ 35 ММ²/С И ВЫШЕ.
МИРОВЫЕ ЗАПАСЫ ТАКОЙ НЕФТИ ЗНАЧИТЕЛЬНО ПРЕВЫШАЮТ ЗАПАСЫ НЕФТИ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ ВЯЗКОСТИ И СОСТАВЛЯЮТ, ПО ОЦЕНКАМ СПЕЦИАЛИСТОВ ОКОЛО 1 ТРЛН Т, ЧТО БОЛЕЕ ЧЕМ В 5 РАЗ ПРЕВЫШАЕТ ОБЪЕМ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ ВЯЗКОСТИ.
КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗУЮТ СЕГОДНЯ ДЛЯ ИХ ДОБЫЧИ?

Ключевые слова: *эксплуатация скважины, насосы, вязкая нефть, добыча.*

Николай Петрович Кузьмичев,
Директор
ООО «Нефть XXI век»

Наиболее крупные запасы вязкой нефти находятся в Канаде, Венесуэле, России, Мексике, США, Кувейте и Китае. Значительными запасами ВН обладает Россия – около 6,2 млрд. т. Так, в Тюменской области (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн) расположено остаточных балансовых запасов вязкой нефти категории А+В+С1 около 2,3 млрд. т, что составляет 37,3 % запасов ВН России. В Волго-Уральском регионе доля от запасов вязкой нефти России составляет 34,1 %, в Тимано-Печорском – 22,4 %. В совокупности эти три региона обладают более 93 % запасов ВН России. В Татарстане сосредоточено – 32,5 % ВН (Рис. 1) [1].

РИС. 1. Распределение ресурсов вязкой нефти по административным регионам России

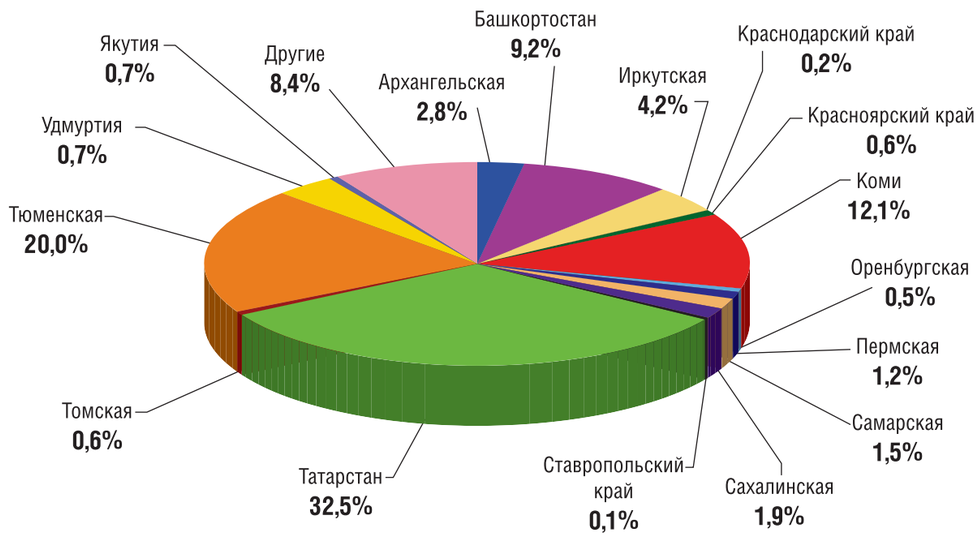


ТАБЛИЦА 1. Классификация нефти по плотности, вязкости и содержанию смол и парафинов

Физико-химические показатели	Класс нефти		Пределы изменения классификационных интервалов
Плотность (г/см³)	легкая	очень легкая	<0,80
		легкая	0,80–0,84
	со средней плотностью		0,84–0,88
	тяжелая	нефть с повышенной плотностью	0,88–0,92
		сверхтяжелая	0,92–0,96
		битуминозная	более 0,96
Вязкость при 20°С, (мм²/с)	маловязкая		<10
	средневязкая		10–35
	вязкая	нефть с повышенной вязкостью	35–100
		высоковязкая	100–500
		сверхвязкая	более 500
Содержание смол (% мас.)	малосмолистая		<8
	смолистая		8–13
	высокосмолистая		более 13
Содержание парафинов (% мас.)	малопарафинистая		<1,5
	среднепарафинистая		1,5–6
	парафинистая	умеренно парафинистая	6–10
		высокопарафинистая	10–20
		сверхвысокопарафинистая	более 20

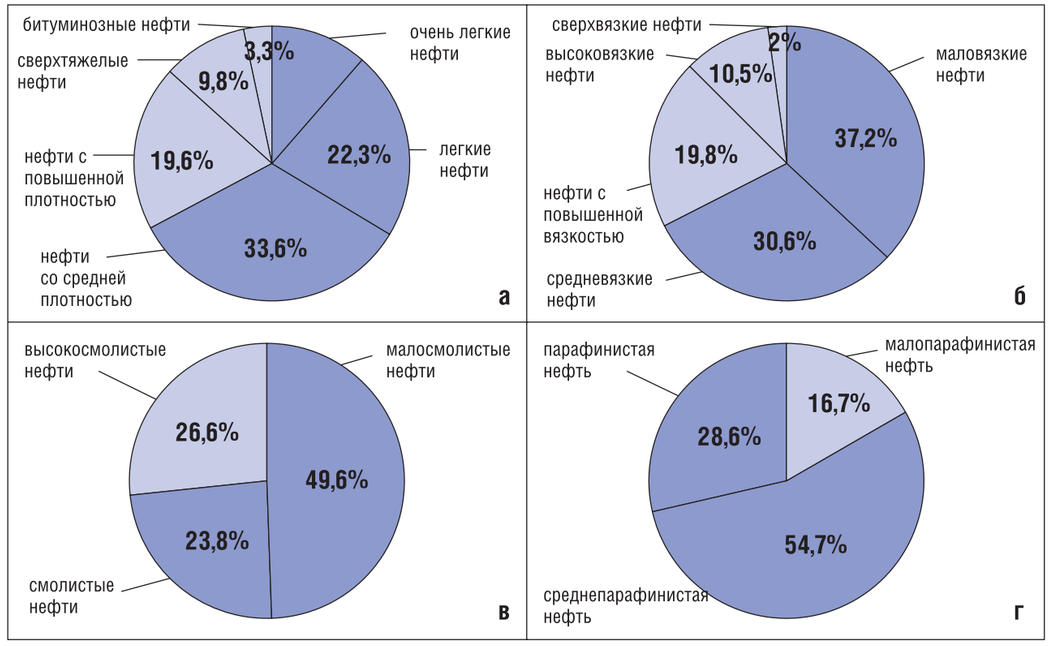
В настоящее время в мире добыто немногим более 280 млн. тонн тяжёлой нефти, что составляет лишь 3,1 % начальных балансовых запасов. Добыча ТЗН, транспортировка её к пунктам сбора и подготовки и, наконец, переработка с целью получения конечных продуктов – одна из актуальных задач нефтедобывающей отрасли промышленности. Для Татарстана, вследствие истощения запасов лёгкой нефти и наличия значительных запасов вязкой нефти, решение этих задач имеет особую важность.

В Республике Татарстан (РТ) разработкой мелких месторождений с ТЗН занимаются в основном малые независимые нефтяные компании (МНК), на долю которых приходится более 20 % всех углеводородов, добываемых в республике [2]. Большинство разрабатываемых месторождений с ТЗН расположено в пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) и Мелекесской впадины (МВ). До недавнего времени месторождения находились на балансе нефтегазодобывающих управлений (НГДУ) ОАО «Татнефть» и не разрабатывались из-за их нерентабельности. Но, начиная с 1997 года, в связи с созданием МНК, началось их активное освоение, чему способствовал созданный в РТ благоприятный налоговый климат.

В настоящее время, из-за отсутствия соответствующей экономической конъюнктуры, задача освоения залежей с ТЗН становится не всегда выполнимой. Необходимым условием обеспечения рентабельности работ на месторождениях с ТЗН является разработка и внедрение малозатратных ресурсо- и энергосберегающих технологий в системах поддержания пластового давления (ППД) и добычи нефти.

В этой статье речь пойдёт о добыче вязкой нефти с помощью УЭЦН. В зависимости от условий (температура пласта, содержание смол и парафинов, газосодержание, обводнённость продукции, пластовое давление, забойное давление, длина и состояние термоизоляции трубопроводов системы сбора нефти и т.д.) с помощью УЭЦН можно добывать нефть с вязкостью до 150–200 мПа·с при 20° С, что по классификации, приведённой в табл. 1, соответствует маловязкой нефти, средневязкой нефти, нефти с повышенной вязкостью и частично высоковязкой нефти. В соответствии с рис. 2, запасы данных видов нефти составляют около 90 % общих запасов [1]. Более половины запасов – средневязкие и вязкие нефти,

РИС. 2. Распределение количества нефти по плотности (а), вязкости (б) и концентрации смол (в) и парафинов (г) согласно классификации табл. 1



которые можно добывать УЭЦН, но на практике это встречается не часто. Данное обстоятельство подтверждает актуальность представленной работы. Решаемая в ней проблема состоит в том, что применяемые в настоящее время способы добычи вязкой нефти вообще и, с помощью УЭЦН в частности, обладают невысокой экономической эффективностью.

Из экономически эффективных способов добычи вязкой нефти можно отметить механизированную добычу с помощью винтовых насосных установок с поверхностным приводом. В России данный вид оборудования распространён слабо. Во-первых, потому, что винтовые насосные установки представлены на отечественном рынке в основном импортными образцами, имеющими высокую стоимость. Во-вторых, отсутствует инфраструктура для их обслуживания. В-третьих, для Российских условий более предпочтительны погружные винтовые насосные установки (УЭВН). Но предлагаемые на рынке УЭВН, как отечественные, так и импортные, обладают низкой надёжностью, в первую очередь, из-за отсутствия погружного тихоходного высокомоментного привода.

При использовании УЭЦН проблемы начинают проявлять себя при добыче средневязкой нефти. Один пример из опыта работы нашей компании. Вязкость нефти на Тананыкском месторождении ОАО «Оренбургнефть» составляет 24,7 мПа·с при пластовой температуре 51°С [5]. Казалось бы, вязкость небольшая. Но образование вязких водо-нефтяных эмульсий (ВНЭ), усугублявшееся значительной (сотни мг/л) концентрацией взвешенных частиц (КВЧ), приводило к существенному сокращению межремонтного периода (МРП), ограничению отборов нефти, повышенному расходу электроэнергии и, как следствие, увеличению себестоимости добычи нефти. Значительная часть скважин данного месторождения имела средний МРП менее 100 суток и относилась к часто ремонтируемому фонду (ЧРФ). Как правило, не был реализован потенциал скважин.

Проблемы на месторождениях с нефтью повышенной вязкости ещё более значительны. Следующий пример из опыта работы нашей компании. Вязкость нефти на водоплавающей залежи № 2 НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть» составляет 75 мПа·с, пластовая температура – 14°С. Дебит по жидкости скважины № 28543, на которой ООО «Нефть XXI век» начинало работу на данном месторождении, составлял 24,8 м³/сут., дебит по нефти 4,8 т/сут., обводнённость продукции 78 % (Табл. 4) [6]. По прогнозам геологов потенциальный дебит данной скважины – около 300 м³/сут., что в 12 раз больше реального дебита скважины. Однако реализовать потенциал скважины не позволяло образование вязких ВНЭ. УЭЦН быстро выходили из строя. При использовании УШГН «зависали» колонны штанг. Не помогло и использование цепных приводов с длиной хода 6 метров (Рис. 3).

Приведённые примеры показывают наличие значительного потенциала, как по увеличению объёмов добычи нефти, так и по снижению себестоимости добычи нефти. Для достижения означенных целей необходимо решить несколько задач организационно-технологического плана. Основными технологическими задачами, как видно из

РИС. 3. Монтаж и наладка наземного оборудования УЭЦН на скважине № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть»

приведённых выше примеров, являются решение проблем образования вязких ВНЭ и выноса песка. Данные задачи успешно решаются применением кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) при форсированных отборах жидкости (ФОЖ).

Впервые метод ФОЖ был внедрён в Самарском регионе более 60 лет назад, но как основная технология в разработке стал широко использоваться в конце 90-х гг. [4]. В 2000–2005 гг. ФОЖ отрабатывался ОАО «Гипровостокнефть» (г. Самара) на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз».

В ходе опытно-промысловых работ (ОПР) был получен опыт применения ФОЖ, его эффективность, в том числе и для месторождений вязких нефтей. Применение метода ФОЖ на месторождениях с вязкими нефтями основано на технологии «холодной добычи» (ТХД) нефти (cold heavy oil production), появившемся в Канаде в 80-х годах прошлого века [3].

Холодная добыча представляет собой нетрадиционный способ первичной добычи, при котором песок специально извлекают вместе с нефтью, водой и газом. Он реализуется в вертикальных, наклонных или наклонно-направленных скважинах с применением винтовых насосных установок с поверхностным приводом. Темп добычи существенно увеличивается по сравнению с традиционным способом первичной разработки не менее чем на порядок (Рис. 4) [3]. Практикуется довольно быстрое первоначальное снижение пластового давления (за период от нескольких недель до нескольких месяцев), после которого сохраняется очень низкое давление в призабойной зоне пласта (ПЗП). К числу преимуществ холодной добычи относится успешность этого способа при использовании на очень тонких песчаных пластах, в зонах с эффективной мощностью пласта всего 2 м.

При добыче песка вместе с нефтью образуются длинные каналы с увеличенной проницаемостью («червоточины»), которые распространяются от скважины

РИС. 4. Дебит нефти на месторождении (с добычей песка и без неё)

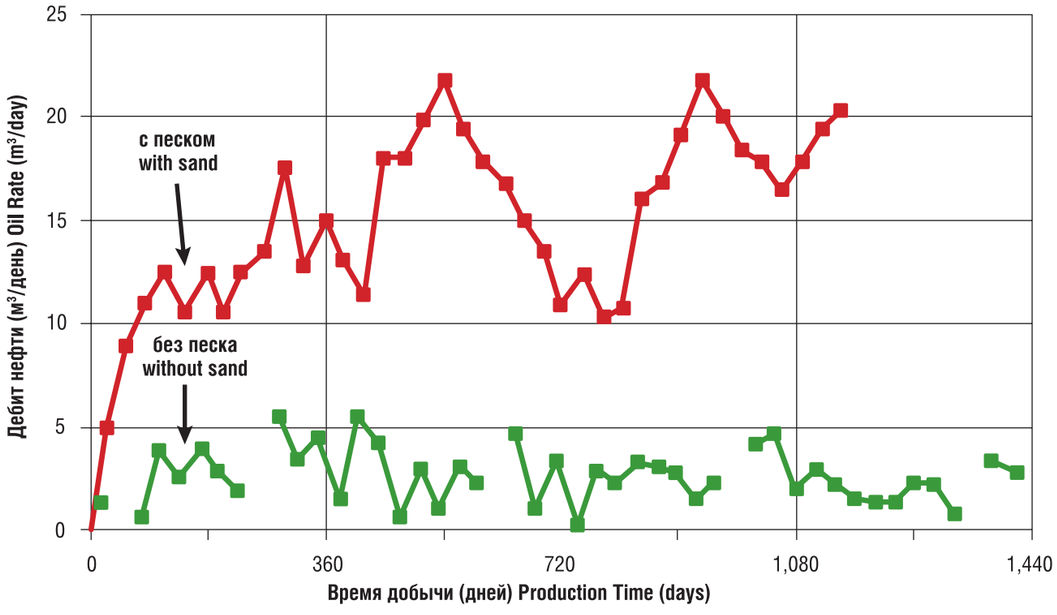


РИС. 5. Схема дренирования коллектора при ТХД

внутрь нефтеносного пласта на расстояния от 200 м и более (Рис. 5) [4]. «Червоточины» обеспечивают лучшее дренирование пласта без проведения гидроразрыва пласта (ГРП) и без забуривания боковых стволов (ЗБС). Отличительной особенностью данного способа является вспенивание нефти в «червоточинах» вследствие выделения газа (при забойном давлении ниже давления насыщения), что увеличивает её подвижность в пласте. Диаметр «червоточин» может быть от 0,1 м до 1,0 м, пористость может составлять 50 % и более вместо первоначального значения около 30 %. «Червоточины» являются высокопроницаемыми каналами, по которым происходит фильтрация нефтепесчаной смеси. Проницаемости пласта несцементированного песка в результате образования в межскважинном пространстве червоточин увеличивается с 2 мкм^2 до 12–30 мкм^2 [4].

По сути, «червоточины» являются аналогами боковых стволов скважин, которые не приходится бурить. Причём при ТХД в скважине происходит автоматическое регулирование дренируемой (разупрочнённой) площади пласта. Она постепенно увеличивается в процессе эксплуатации скважины, что способствует более полной выработке и увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН). «Червоточины» никогда не выходят за пределы даже самых тонких пластов. Вовлекаемая в активную разработку площадь пласта значительно больше, чем при ГРП и ЗБС. Следствием отсутствия необходимости проведения ГРП и ЗБС является снижение себестоимости добычи нефти, что весьма актуально при разработке месторождений с ТЗН.

Появление ТХД оценивается, как технологическая революция в канадской индустрии тяжелой нефти. Холодная добыча широко используется для разработки нефтяных месторождений с высокой вязкостью нефти на участке в Ллойдминстере. С её помощью добывается почти половина вязкой нефти в западной Канаде – порядка 230 000 баррелей в сутки [3]. При этом достигаются коэффициенты извлечения нефти (КИН) в диапазоне 12–20 % [4]. Перспективно применение холодной добычи нефти на Аляске, в Албании, Калифорнии, Колумбии, Казахстане, Кувейте, Омане, России, Венесуэле.

Упомянутый выше метод ФОЖ в части разработки и эксплуатации месторождений вязкой нефти был основан на ТХД. Однако самарские и канадские месторождения имеют ряд существенных отличий (Табл. 2) [4]. Наиболее существенные отличия: большая глубина залегания, разная степень сцементированности коллекторов, меньшая вязкость нефти. Сходные горно-геологические условия имеют месторождения Ульяновской и Оренбургской областей, а также Татарстана, в основном, Нурлатского района. Следствием указанных отличий явилось использование для добычи нефти на данных месторождениях УЭЦН, а не УЭВН.

Проведённые ОАО «Гипровостокнефть» на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» ОПР позволили сделать вывод, что технология совместной добычи вязкой нефти и песка без применения каких-либо технических средств по ограничению его выноса, названная в Канаде технологией холодной добычи (ТХД), заслуживает серьезного внимания при альтернативном выборе технологии добычи вязких нефтей из песчаных коллекторов на месторождениях севера Самарской области. Проведенный анализ по укрупненным показателям

ТАБЛИЦА 2. Сравнение геолого-физических параметров самарских и канадских месторождений

Показатели	Месторождения	
	самарские	канадские
Глубина залегания, м	1212–1510	359–900
Тип коллектора	Умеренно и слабосцементированные песчаники	Несцементированный песок
Толщина пластов, м	2,1–9,4	3,5–30
Пористость,%	18,7–25	28–32
Нефтенасыщенность,%	80–94	80–90
Проницаемость, мкм^2	1,100–7,465	–
Начальное пластовое давление, мПа	12,2–15	3–8
Давление насыщения, мПа	3,12–5,20	4–4,5
Газовый фактор, м^3/т	7,2–15,8	49–50
Температура пласта, °С	24–31	15–30
Плотность нефти, кг/м^3	900–925	946–1014
Вязкость нефти, мПа·с	30,5–100,2	500–20000

ТАБЛИЦА 3. Сравнение основных технологических показателей разработки северных месторождений Самарской области

Периоды, годы	1998–2000	2002–2004	Кратность увеличения
Фонд добывающих скважин	169–198	189–202	
Дебиты скважин, т/сут			
• по нефти	7,0	24,7	3,52
• по жидкости	8,7	55,1	6,32
Добыто за период, тыс. т			
• нефть	1355,9	5344,5	3,94
• вода	324,5	6459,3	19.90
• жидкость	1680,4	11803,8	7,02
• обводненность, %	19,3	54,7	2,83
Средний темп выработки извлекаемых запасов нефти, % в год	3,6	14,2	3,95

разработки месторождений показал, что применение ТХД дало большой технологический эффект, форсирование отборов жидкости по скважинам видимого ухудшения в процесс нефтеизвлечения не внесла, обвального обводнения добываемой нефти не произошло, осложнений в системе сбора и транспорта нефти не отмечено и др. (Табл. 3) [4].

Приведённые показатели разработки демонстрируют технологическую успешность проведённых работ. Однако в ходе ОПР были выявлены серьёзные проблемы, которые в целом ухудшили экономические показатели применения данной технологии. Образование вязких ВНЭ и повышенный вынос мехпримесей привели к значительному сокращению МРП и существенному увеличению потребления электроэнергии, следствием чего явилось увеличение себестоимости добычи нефти и ограниченное применение данной технологии. Указанные проблемы успешно решаются с помощью КЭС.

При КЭС кратковременные циклы откачки (3–10 мин.) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (10–60 мин.) жидкости в скважине, т.е. высокопроизводительное оборудование работает в одном из типовых режимов: S2 (кратковременный) или S3 (повторно-кратковременный периодический) по ГОСТ Р 52776-2007. Благодаря этому, с одной стороны, увеличивается МРП вследствие того, что оборудование работает, а, следовательно, изнашивается, только часть общего времени эксплуатации. С другой стороны, благодаря тому, что скважина в цикле накопления фактически выполняет функции гравитационного сепаратора, в начале цикла откачки на приём насоса поступает пластовая вода с

РИС. 6. Кратковременная эксплуатация скважин. Накопление жидкости в скважине

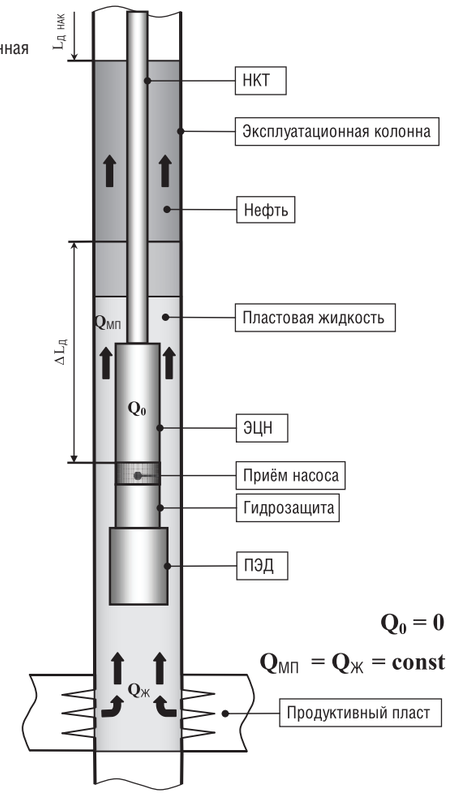


РИС. 7. Кратковременная эксплуатация скважин. Откачка жидкости из скважины

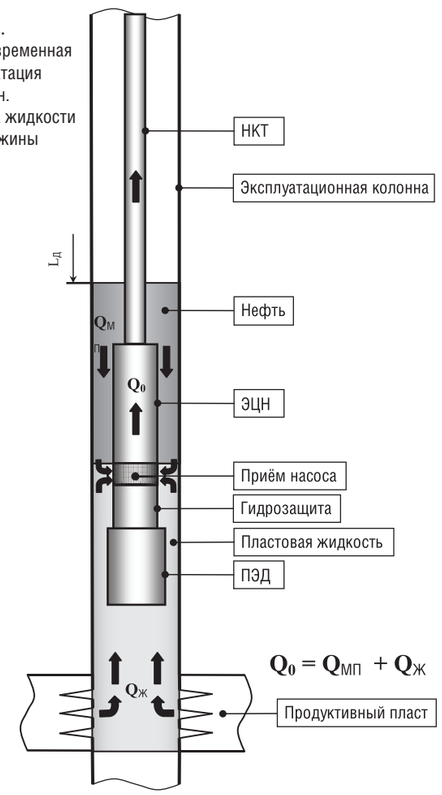


ТАБЛИЦА 4. Результаты оптимизации состава оборудования и режима эксплуатации скважины № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть

Параметр	Единица измерения	До оптимизации	После оптимизации
Дебит по жидкости	м³/сут	24,8	270
Обводненность продукции	%	78	73
Дебит по нефти	т/сут	4,8	64,3
Объем добычи нефти за месяц	т/месяц	140	1871
Объем добычи нефти за год	т/год	1700	22 765

малым содержанием нефти, а затем – незначительно обводнённая нефть (Рис. 6, 7). В обоих случаях условия для образования вязких стойких ВНЭ ($К_В$ = 40–80 %) отсутствуют.

Ещё одним положительным качеством КЭС, является возможность изменять производительность УЭЦН в 4–5 раз без подъёма и смены типоразмера добывающего оборудования, только за счёт изменения величины коэффициента циклической продолжительности включения (ГОСТ Р 52776-2007), т.е. изменения соотношения времени откачки и накопления. Это позволяет поддерживать КВЧ на оптимальном для надёжной эксплуатации оборудования уровне. При увеличении КВЧ отбор жидкости из скважины может быть сокращён, при уменьшении – увеличен. Средние значения КВЧ, наблюдавшиеся при ОПР в Самарской области, составляли 100–300 мг/л при среднем дебите скважин 50 м³/сут., что соответствует выносу песка от 1 до 3 м³/год на скважину [4]. При таких величинах КВЧ, КЭС позволяет получить весьма значительные значения МРП.

На скважине № 296, упоминавшегося выше Тананыкского месторождения ОАО «Оренбургнефть», КВЧ имел значения 400–600 мг/л. Скважина имела средний МРП 45 суток. После внедрения КЭС скважина отработала 832 суток, т.е. МРП был увеличен в 18,5 раз [5]. Кроме того, был увеличен дебит скважины и сокращен удельный расход электроэнергии. На примере данной скважины было впервые продемонстрировано уникальное достоинство КЭС: возможность успешно бороться практически со всеми осложняющими факторами, в т.ч. с несколькими одновременно. Причём без дополнительных затрат, т.е. увеличения себестоимости добычи нефти, что на скважинах месторождений с ТИЗ наблюдается повсеместно [7].

КЭС предназначена для эксплуатации скважин с дебитом до 80 м³/сут., т.е. малодебитных и среднедебитных скважин. На месторождениях вязкой нефти Самарской области при проведении ОПР ТХД с ФОЖ средний дебит скважин имел значение около 50 м³/сут. [4], что соответствует указанному диапазону дебитов для КЭС. При больших дебитах скважин можно использовать непрерывную эксплуатацию скважин. Именно так мы и поступили при ОПР на упоминавшейся выше скважине №28543 НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть». В результате были получены очень хорошие результаты (Табл. 4) [6]. Дебит скважины по жидкости был увеличен до 270 м³/сут., т.е. был реализован потенциал скважины. Обводнённость продукции за счёт использования отсекателя забоя была снижена на 5 %. Дебит скважины по нефти был увеличен в 13,4 раза. Сейчас за месяц из скважины добывается больше нефти, чем ранее добывалось за год. Полученные результаты явились следствием применения авторской методики подбора оборудования и выбора режима его эксплуатации – ноу-хау нашей компании.

Приведённая выше информация позволяет сделать вывод, что канадская технология холодной добычи вязкой нефти (ТХД), с учётом результатов, полученных ОАО «Гипровостокнефть» на месторождениях вязкой нефти Самарской области, при использовании кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) позволяет снизить себестоимость добычи вязкой нефти и сделать её экономически целесообразной. Данный вывод справедлив не только для ОАО «Самаранефтегаз», но и для ОАО «Ульяновскнефть», ОАО «Оренбургнефть», а также для НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть» и малых нефтяных компаний (МНК) Татарстана, разрабатывающих месторождения со сходными горно-геологическими условиями.

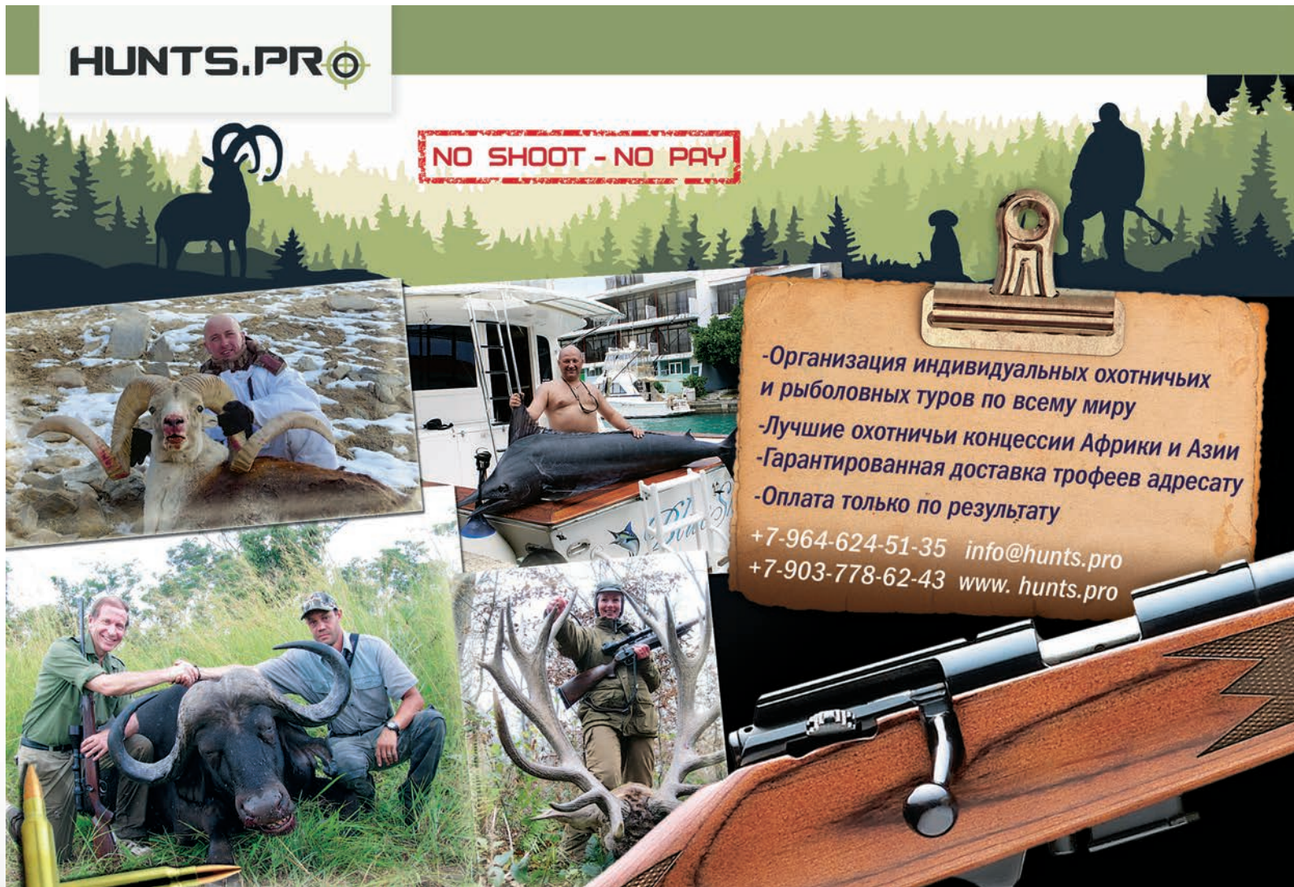
Например: в терригенных отложениях визейского яруса выявлено около 35 % от общего количества залежей нефти, разрабатываемых МНК РТ [2]. Наиболее широко распространены залежи, приуроченные к песчаным пластам-коллекторам средней и верхней пачек (бобриковский и тульский горизонты). Суммарная эффективная мощность от 0,4 до 18 м. Тульские залежи нефти представлены меньшей по мощности пачкой – от 0,5 до 16 м. Суммарная эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 2,5 м и колеблется от 0,5 м до 6,15 м. ФЕС пород-коллекторов терригенной толщи визейского яруса характеризуются наилучшими параметрами среди всех месторождений МНК. Пористость радаевско-бобриковских песчано-алевролитовых отложений изменяется в диапазоне от 10 до 30 %, проницаемость может достигать 3…4 мкм². Эффективная нефтенасыщенная толщина тульско-бобриковских пород составляет 2,64…4,15 м.

Приведённая в данной статье информация позволяет сделать вывод, что технология «ТХД+КЭС» практически готова к промышленному использованию в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне. При творческом подходе её можно использовать для добычи вязкой нефти, как в регионах России, так и в других странах мира.

Литература

1. *Ященко И.Г. О роли трудноизвлекаемых нефтей как источнике углеводородов в будущем на основе информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии Музея нефтей ИХН СО РАН // Материалы международной научно-практической конференции «Культурное наследие и информационные технологии на постсоветском пространстве АДИТ-15», 10–14 мая 2011 г., г. Минск / Институт культуры Беларуси; под ред. И.Б. Лаптенок. – Минск: Белпринт, 2011. – С. 39–41. http://oilmuseum.ipc.tsc.ru/article/st15-2011.pdf.*
2. *Хузин Р.Р. «Геотехнологические основы освоения трудноизвлекаемых запасов мелких сложнопостроенных месторождений нефти». Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора технических наук. Уфа, 2009 г.*
3. *Рон Савацки (Ron Sawatzky), Марлен Уэрта (Marlene Huerta), Майк Лондон (Mike London) и Бриджида Меца (Brigida Meza). Холодная добыча на западе Канады: шаг вперед в первичной добыче нефти. (Cold Production in Western Canada: A Step Forward in Primary Recovery). ROGTEC, № 20, стр. 68–75 (p. 68–75). www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue.../10_Canadian_Heavy_Oil.pdf.*
4. *Колганов В.И., Немков А.С., Ковалева Г.А., Фомина А.А., Пилягин В.Ю., Майданик Д.А. Альтернативы решения проблемы пескопроявления при добыче высоковязких нефтей на месторождениях севера Самарской области. // Труды института «Гипровостокнефть». – Самара. – 2005. – вып. 64, стр. 20–36.*
5. *Кузьмичев Н.П. «Новые возможности кратковременной эксплуатации скважин». Доклад на 5-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2008», Москва, 2–4 апреля 2008 года.*
6. *Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация малоприемистых нагнетательных скважин систем ППД». Доклад на 6-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2009», Москва, 22–24 апреля 2009 года.*
7. *Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный способ борьбы с осложняющими факторами». Экспозиция Нефть Газ, № 4, 2012 г., стр. 56–59. http://runeft.ru/upload/iblock/2b2/2b28dc2167df99235b600f1cdb1c7f90.pdf.*

Key words: *operation of wells, pumps, viscous oil, mining.*



ВНУТРЕННЯЯ ЗАЩИТА

нефтепромысловых труб от коррозии

УДК 620.1

Ключевые слова: *защитные материалы, нефтепромысловые трубы, антикоррозионные покрытия, защитная эмаль.*

Валерий Раммо,
Технический директор ООО «Индустриальные покрытия», к.т.н.

Огромные материальные, трудовые и финансовые затраты при прокладке нефтепромысловых трубопроводов обуславливают рачительное использование данных ресурсов. Высокая химическая активность нефти, обводненость, присутствие сероводорода, солей и повышенных температур приводит к мощному коррозионному износу металла трубопроводов. При этом скорость общей коррозии может достигать 0,01–0,4 мм/год, а локальная скорость коррозии – до 1,5–6 мм/год.

Срок службы трубопроводов, не имеющих защитного покрытия, колеблется от 1,5 до 4 лет, что экономически и экологически нецелесообразно. Срок эксплуатации изделия, защищенного внутренним антикоррозионным покрытием, составляет от 5 до 15 лет.

ООО «Индустриальные покрытия» занимается разработкой и производством современных защитных материалов **Massco®**, отличающихся высокими эксплуатационными и технологическими характеристиками

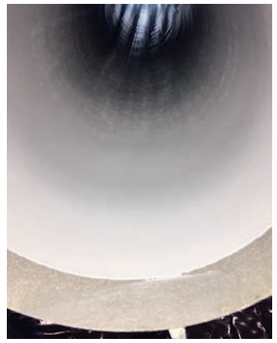
Эмаль Masscopoxy Term предназначена для противокоррозионного покрытия внутренней поверхности стальных труб, используемых для строительства промысловых трубопроводов, предназначенных для транспортировки сырой и товарной нефти, нефтепродуктов с температурой до 90°С, загрязненной сточной воды с температурой до 100°С.

Эмаль представляет собой двухкомпонентную систему со 100% сухим остатком, состоящую из основы белого цвета (компонент А) и отвердителя черного цвета (компонент Б), смешивающихся в соотношении 2:1 по объему.

Основа эмали представляет собой суспензию пигментов и наполнителей в эпоксидно-фенольных смолах. Отвердитель – аминного типа Masscodur Term.

Применение внутреннего эпоксидного покрытия «Masscopoxy Term» дает целый ряд преимуществ;

- увеличение надежности трубопроводов и значительное снижение эксплуатационных расходов,
- уменьшение отложений парафинобразных продуктов и облегчение очистки труб,
- увеличение пропускной способности трубопроводов за счет более гладкостного покрытия и отсутствия отложений,
- ремонтопригодность и диэлектрическую сплошность покрытия,
- возможность транспортировки через трубопроводы различных нефтехимических жидкостей (бензинов, керосинов, дизтоплив и др.) без загрязнения их продуктами коррозии.



Наименование показателя	Значение	Норма по требованию СТО
1.Толщина покрытия, мкм (ГОСТ Р 51694)	350–420	400
2. Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм (ASTM G62)	10	Не менее 5
3. Адгезионная прочность методом отрыва, МПа (ISO 4624) – исходная, – после испытаний • 3% NaCl, 60°С, 1000 часов • 3% NaCl, 90°С, 1000 часов • сырая нефть, 90°С, 1000 часов • термостарение, 90°С, 1000 часов • воздействие переменных температур, от +40°С до -60°С, 15 циклов • автоклавный тест (стойкость к сероводородной среде), 60°С	 11,6 8,25 15,75 18,59 13,33 13,88 7,33	 Не менее 5 После испытаний снижение не более, чем на 50% от исходного показателя
4. Прочность покрытия при обратном ударе на трубном образце с толщиной стенки 4 мм, Н*м (ISO 6272) – при 20°С – при -40°С – после термостарения 60°С – 1000 часов,	 4,5 4 4	Не менее 4 3 3
5. Стойкость к истиранию на приборе «Табер» (абразивные колеса CS17, нагрузка 1000 г, количество циклов 1000), мг (ASTM D 4060)	101	Не более 160
6. Водопоглощение покрытия, % (ГОСТ- 21513) – при 20°С – при 60°С	 0,63 3	 Не более 3 Не более 6

Компания «Индустриальные покрытия» разработала, провела физико-эксплуатационные и квалификационные испытания эпоксидно-фенольной эмали «Masscopoxy Term» (ТУ 2312-003-65533687-2010) совместно с рядом заводов, специализирующихся на внутренней антикоррозионной изоляции труб.

Нанесение жидкого эпоксидно-фенольного покрытия на внутреннюю поверхность трубы – сложный многостадийный процесс, включающий в себя:

- предварительное термообезжиривание и обессоливание поверхности;
- дробеструйную обработку металла колотой металлической дробью до степени Sa 2 1/2 и шероховатости 50–70 мкм;
- дополнительное обеспыливание поверхности;
- нанесение эмалевого покрытия методом центробежного распыления вращающейся головкой (10000–20000 об/мин);
- отверждение готового покрытия при температуре 60–80°С;
- контроль качества готового покрытия и ремонт поврежденных участков покрытия.

Применялась схема нанесения покрытия «Masscopoxy Term» толщиной 350–520 мкм на трубы Ø 426×10 мм и Ø 325×10 мм. Покрытие формировалось ровного серого цвета, с гладкой

полуглянцевой поверхностью, без посторонних включений и видимых нарушений целостности. Сплошность покрытия проверялась с помощью диэлектрического дефектоскопа.

Качество и эффективность использования эпоксифенольных защитных покрытий эмалью «Masscopoxy Term» в соответствии с требованиями технических условий заводов по внутренней изоляции труб и требованиями нефтяных компаний подтверждается заключениями ведущих отраслевых и научно-исследовательскими институтов: ОАО ВНИИСТ, РГУ нефти и газа им. Губкина, ООО «Рутил», ООО «РегионИнвест».

Испытания защитных и эксплуатационных свойств покрытий проводили согласно СТО ВНИИСТ 7.2-312-0.005-2014 на сегментах труб с внутренним покрытием.

В таблице приведены некоторые показатели физико-механических и защитных свойств покрытия «Masscopoxy Term».

Таким образом, защитные покрытия на основе эмали «Masscopoxy Term» по своим технологическим, защитным и эксплуатационным характеристикам соответствуют требованиям нефтедобывающих организаций и могут применяться для антикоррозионной защиты внутренней поверхности труб нефтяного сортамента, транспортирующих водонефтегазовые среды с температурой до ~ 100°С.

Key words: *protective materials, oilfield pipe, anti-corrosion coatings, protective enamel.*

КОНЦЕПЦИЯ ЭФФЕКТИВНОГО УЧЕТА

затрат при формировании себестоимости буровых работ

УДК 657.47

Ключевые слова: *себестоимость, буровые работы, учет затрат.*

Денис Шкарин,
Начальник службы управления проектами филиала «Ухта бурение» ООО «Газпром бурение»

Эльвина Халитова,
главный специалист Департамента ценообразования и анализа производственных показателей
ООО «Газпром бурение»

На сегодняшний день в ОАО «Газпром» успешно реализуется комплексный подход в области контроля над затратами, который включает в себя оптимизацию расходов на стадии формирования бюджета, исполнение программы сокращения затрат, включая показатели эффективности конкурентных закупок товаров, работ и услуг, реализацию планов оптимизации затрат по отдельным направлениям деятельности. Собственные программы оптимизации расходов обязаны иметь все дочерние компании [1, С.16].

В качестве конкретного примера постановки задачи по оптимизации затрат можно привести формирование на буровом предприятии эффективной системы управленческого учета, позволяющей принимать и внедрять своевременные, качественные управленческие решения. Подробнее остановимся на текущем состоянии управленческого учета и рассмотрим основные компоненты имеющейся системы бюджетирования филиала «Ухта бурение» ООО «Газпром бурение» [5].

Для анализа и принятия решений необходима исходная информация, такую информацию получают из ряда показателей, одним из которых является себестоимость.

Стоит отметить, что себестоимость строительства скважин определяет сумму всех затрат по буровому предприятию, которые должны быть произведены для выполнения установленного объема работ по строительству скважин, а так же затраты по каждому цеху и хозяйству, входящему в состав бурового предприятия [2, С.147].

Существуют разные способы учета затрат на производство и калькулирование себестоимости продукции (рисунок 1). Их применение определяется особенностями производственного процесса.

На данном предприятии используется absorption costing с котловым методом распределения косвенных затрат. Задачей является рассмотрение возможности постановки системы direct costing и встраиваемой в нее системы standart costing.

Буровое предприятие филиал «Ухта бурение» подходит под эффективную область его применения, так как производит только один основной продукт (скважины). Остальная продукция является побочной и мизерной в процентном соотношении к основной.

Так же данный метод учета можно использовать для ценообразования, т.к. данная компания является ценоустановителем в индивидуальном производстве. Полные затраты используются в качестве безубыточной цены.

Метод полных затрат absorption costing состоит в калькулировании себестоимости продукции при помощи прямых и косвенных затрат. Это наиболее широко распространенный подход к калькулированию, применяемый и в бухгалтерском учете.

Предполагается, что в расчете себестоимости участвуют прямые материальные затраты, прямой труд, общепроизводственные затраты, а к затратам периода относятся общехозяйственные расходы (рисунок 2).

Прямые материальные затраты относятся непосредственно на скважину (рисунок 3).

Базой для распределения общепроизводственных расходов является зарплата основного персонала. Базой для распределения общехозяйственных расходов является выручка от реализации.

В отчете о прибылях и убытках при методе учета полных затрат рассчитывается валовая прибыль, как разница между выручкой от реализации готовых скважин и их производственной себестоимостью (прямые трудовые, материальные затраты и ОПР).

Основной плюс системы absorption costing в том, что она дает менеджеру возможность регулировать величину отчетной прибыли, меняя график производства или величину базового объема производства, взятого для расчета коэффициента распределения постоянных общепроизводственных расходов. За счет этого можно в определенной степени управлять финансовым результатом текущего периода.

У используемого метода absorption costing есть ряд существенных недостатков:

1. Ошибка нормативного учета на базе absorption costing заключается в использовании норм косвеных затрат, рассчитанных при одном выпуске продукции, в ситуациях, связанных с иным выпуском.
2. Ошибка вариабельности по периодам. Суммируются все косвенные затраты за месяц, и сумма делится пропорционально какой-либо базе, «доминирующей в производственном процессе». При этом при стабильном бизнес-процессе себестоимость скачет. Это связано с несоответствием выпуска и продаж. В случае продаж со склада объем реализованной продукции растет, себестоимость единицы продукции падает.
3. «Стандартная ошибка»: завышение себестоимости массовой и старой отлаженной продукции и занижение себестоимости индивидуальной, мелкосерийной и новой продукции. На самом деле значительная часть «котловых» затрат связана с выпуском новой продукции. Это серьезная и практически значимая ошибка.
4. Ошибка вменения подразделениям и бизнес-процессам неконтролируемых затрат. Absorption costing не позволяет с приемлемой точностью определить сколько стоит бизнес-процесс, технология и каковы полные затраты подразделения. Он просто вменяет подразделению те затраты, за которые оно ответственности не несет и не контролирует.

РИС. 1. Классификация методов учета затрат в разрезе критериев сравнения

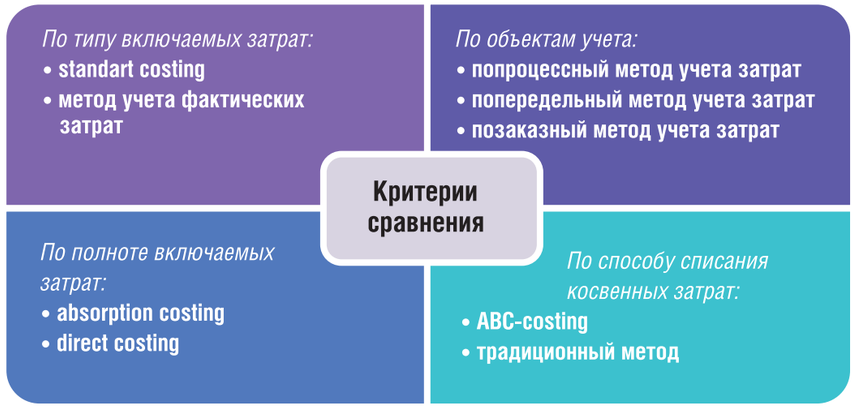


РИС. 2. Формирование затрат по методу absorption costing

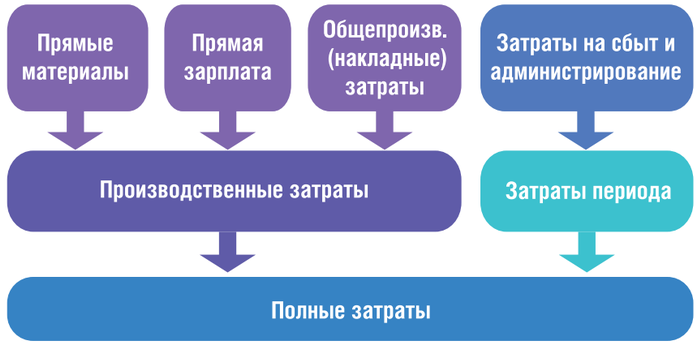
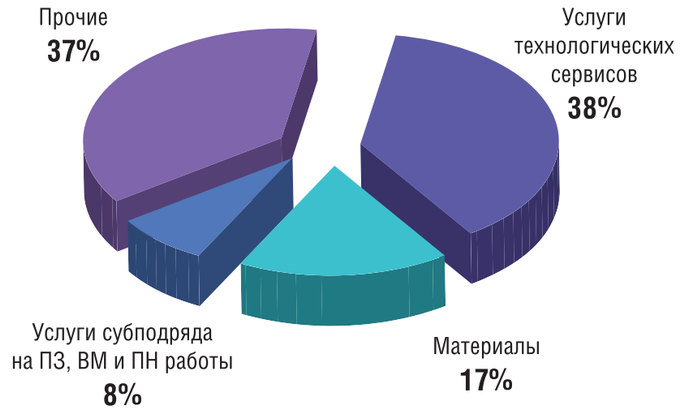


РИС. 3. Удельный вес прямых статей затрат, имеющих наибольшее влияние на себестоимость, % от расходов на основное производство



5. Недостоверность расчетов прибыли. Данные о прибылях расчитанных методом absorption costing, неприменимы для управления компанией, когда производственные мощности перегружены или недогружены.

Первые две ошибки исправимы путем введения корректирующей строки в расчеты. Остальные неисправимы в рамках absorption costing.

Поэтому и нужно в данном случае absorption costing заменить direct costing.

При этом исчезает ошибка вариабельности по периодам. Эта ошибка означает стабильность и точность неполной себестоимости по сравнению с полной себестоимостью при неизменных условиях производства. direct costing всегда показывает операционную прибыль почти правильно. Прибыли в этих двух методах совпадают только при неизменности запасов.

Direct costing – это метод калькуляции себестоимости продукции, при котором все затраты разделяются на постоянные и переменные, и только переменные затраты относятся на себестоимость продукции.

Постоянная часть общепроизводственных затрат относится к затратам периода вместе с затратами на сбыт и администрирование.

Накладные расходы в части постоянных затрат (общехозяйственные и общие коммерческие расходы) не включаются в себестоимость реализации отдельных видов продукции и погашаются из совокупного маржинального дохода, исчисляемого как разница между выручкой от реализации и прямыми затратами.

Необходимо еще раз обратить внимание, что в этом контексте полная себестоимость не включает общехозяйственные затраты.

При расчете себестоимости методом direct costing из расходов на основное производство исключаются постоянные затраты такие как: ГСМ для котельных и ДЭС, услуги связи, услуги по охране труда и обеспечению пожарной безопасности.

Во вспомогательном производстве такими затратами будут являться расходы на персонал, услуги связи, услуги охраны, услуги по обеспечению пожарной безопасности, амортизация, аренда и расходы по страхованию.

В общепроизводстводственных затратах постоянными будут являться: затраты на энергию и топливо, амортизация и расходы по страхованию.

Необходимость системы direct costing в управленческом учете определяется тем, что ее применение позволяет оперативно изучать взаимосвязи между объемом производства, затратами и прибылью, а следовательно, прогнозировать поведение себестоимости или отдельных видов расходов при изменениях деловой активности.

Standart costing – нормативный метод учета затрат и финансовых результатов. Основан на том, что учет затрат и выручки ведется по нормативным (плановым) показателям, а отклонения от плановых норм учитываются отдельно и списываются в конце бюджетного периода на соответствующую стадию финансового цикла, в результате чего устанавливаются фактические затраты и финансовые результаты предприятия.

Следует отметить, что плановые показатели в системе standart costing фиксируются дважды: первый раз до начала бюджетного периода в плановой документации управленческих служб (планово-экономического отдела) и второй раз – в течение и по окончании бюджетного периода по факту совершения хозяйственных операций в бухгалтерском учете предприятия.

Два основных постулата системы standart costing:

- все понесенные расходы должны быть соотнесены со стандартами (нормативами);
- увеличение или уменьшение при сравнении действительных расходов со стандартными должно быть дифференцированно.

Под оценкой в нормативном учете понимается уровень выполнения норм подразделениями и работниками. Итоговая оценка вклада в standart costing производится путем суммирования отклонений по ЦФО. Распределение экономии (перерасхода) по гибкому бюджету между ЦФО позволяет управлять людьми, которые в свою очередь управляют затратами [5].

На рассматриваемом предприятии основой для standart costing будут являться нормативы из проектно-сметной документации на скважину.

Применим standard costing для постатейного анализа себестоимости. Существует три отклонения затрат [3]:

Отклонения первого уровня (абсолютные отклонения) – это постатейные отклонения в рамках жесткого бюджета.

Фактический выпуск продукции (Q_A – quantity actual) может не совпадать с плановым (Q_S, то есть стандартным в терминах standard costing).

Отклонение первого уровня по некоторой материальной или трудовой статье вычисляется как разница фактических затрат на фактический выпуск и нормативных затрат на стандартный выпуск:

$$TC_A(Q_A) - TC_S(Q_S).$$

Если эта разница положительна, то имеет место абсолютный перерасход по статье. Если отрицательна, то имеет место абсолютная экономия по статье.

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные о затратах и отклонениях фактической себестоимости спуска обсадной колонны от плановой (нормативной)

Статья или показатель	План, м (Q_S = 1700)		Факт, м (Q_A = 1750)	
	Цена, руб (P_S)	Расход на единицу (q_S)	Цена, руб (P_A)	Расход на единицу (q_A)
Обсадная труба ТМК GF 168×9,8, т	115796	0,036	113500	0,036
Центратор ЦЦ-168/216, шт	1328	0,042	1328	0,043
Зарплата буровой бригады (11 человек), час	7997	0,009	8195	0,008
Итого себестоимость операции, руб	7303889	7365162		
Итого себестоимость единицы продукции, руб	4296	4209		
Отклонение первого уровня на операцию, руб	7365162 – 7303889 = 61273			
Отклонение второго уровня на операцию, руб	7365162 – 4296·1750 = 7365162 – 7518000 = -152838			
Отклонение второго уровня на единицу продукции, руб	4209 – 4296 = -87			
Отклонение второго уровня, %	-2,02% (-87 от 4296 или -152838 от 7518000)			

Отклонения второго уровня (относительные отклонения) – это постатейные отклонения в рамках гибкого бюджета. Нормативные затраты пересчитываются на фактический уровень выпуска продукции:

$$TCS(Q_A) = TCS(Q_S) \times \frac{Q_A}{Q_S}.$$

Затем вычисляется разница $TC_A(Q_A) - TC_S(Q_A)$.

Если эта разница положительна, то имеет место относительный перерасход по статье. Если отрицательна, то имеет место относительная экономия по статье.

Отклонения второго уровня в себестоимости единицы продукции (удельные отклонения) – это постатейные отклонения на единицу продукции в рамках гибкого бюджета:

$$AC_A(Q_A) - AC_S(Q_S),$$

где $AC_A(Q_A) = \frac{TC_A(Q_A)}{Q_A}$,

$$AC_S(Q_S) = \frac{TC_S(Q_S)}{Q_S}.$$

Если разница положительна, то имеет место удельный перерасход по статье. Если отрицательна, то имеет место удельная экономия по статье.

Отклонения и первого, и второго уровней вычисляются и для себестоимости выпуска в целом, а не только по отдельным статьям.

Для условного примера рассмотрим факторный анализ затрат вида деятельности «Спуск обсадной колонны 168 диаметра». Эта операция проводится после того, как достигнут конечный забой скважины. Для предотвращения осыпания стенок скважины проводится спуск обсадной колонны с последующим цементированием затрубного пространства.

По плану глубина скважины по стволу должна была составлять 1700 м, однако после проведения геофизических исследований в открытом стволе заказчик попросил подбурить 50 м. Итоговый забой составил 1750 м.

Зарплата буровой бригады в сутки составляет 191932 руб., т.е. 7997 в час и с учетом того, что норматив на данную операцию 16 часов, то получается, что 1 метр обсадной трубы спускают за 0,009 часа.

Однако по факту буровая бригада состоит из более высококвалифицированных рабочих (выше разряды), поэтому 1750 метров были спущены за 14 часов, а не за 16. Однако их зарплата составляет 8150 в час.

Исходные данные о прямых материальных затратах, а также отклонения первого и второго уровней представлены в таблице 1.

За счет чего эти отклонения были достигнуты, и какие факторы сработали, покажет факторный анализ, при котором любая статья имеет две характеристики: ценовую и количественную. Первая характеризует влияние рынка и (или) искусство снабженцев. Вторая показывает степень выполнения технологических нормативов.

Фактический, нормативный и гибкий нормативный бюджеты по статье standart costing использует три оценки вместо традиционной российской пары «план-факт» [4]. Фактический бюджет по статье:

$$TC_A(Q_A) = Q_A q_A P_A,$$

где q_A – фактический расход материала на единицу продукции, P_A – фактическая цена единицы материала, Q_A – фактический выпуск продукции.

Тогда нормативный, стандартный бюджет по статье:

$$TC_S(Q_S) = Q_S q_S P_S,$$

где q_S – нормативный расход материала на единицу продукции, P_S – плановая цена единицы материала, Q_S – плановый выпуск продукции.

Гибкий нормативный бюджет по статье или фактический бюджет при нормативных затратах:

$$TC_S(Q_A) = Q_A q_S P_S.$$

Показатели факторного анализа:

1. Абсолютное отклонение по цене ресурсов (материалов):

$$(P_A - P_S) \times Q_S \times q_S,$$

где P_A, P_S – фактическая и стандартная цены, $Q_S \times q_S$ – стандартное количество (стандартный выпуск на стандартный расход материала).

Обоснование: отклонения по цене материалов, как правило, никак не связаны с изменениями количества. Здесь используется принцип контролируемости

ТАБЛИЦА 2. Исходные данные и постатейный анализ отклонений, руб

Статья	План,м (Q_S = 1700)		План по статье	Факт,м (Q_A = 1750)		Факт по статье	Отклонение первого уровня	Отклонение второго уровня	Отклонение первого уровня на единицу	Отклонение второго уровня на единицу, %
	Цена (P_S)	Норма на единицу (q_S)		Цена (P_A)	Расход на единицу (q_A)					
Обсадная труба	115796	0,036	7086716	113500	0,036	7150500	63784	-144648	-83	-2
Центратор	1328	0,042	94819	1328	0,043	99932	5113	2324	1,3	2,3
Зарплата буровой бригады	7997	0,009	122354	8150	0,008	114100	-8254	-11853	-6,8	-9,4

ТАБЛИЦА 3. Исходные данные и постатейный факторный анализ, руб

Статья	План, м (Q_S = 1700)		План по статье	Факт, м (Q_A = 1750)		Факт по статье	Абсолютное отклонение		Относительное отклонение		Удельное отклонение	
	Цена (P_S)	Норма на единицу (q_S)		Цена (P_A)	Расход на единицу (q_A)		По цене	По количеству	По цене	По количеству	По цене	По количеству
Обсадная труба	115796	0,036	7086716	113500	0,036	7150500	-140515	204300	-144648	0	-83	0
Центратор	1328	0,042	94819	1328	0,043	99932	0	5113	0	2324	0	1,3
Зарплата буровой бригады	7997	0,009	122354	8150	0,008	114100	2341	-472480	2410	-14263	14	-8,2

факторов. Поэтому изменения цены имеют базу в виде стандартного количества.

2. Абсолютное отклонение по количеству использованных материалов:

$$(Q_A q_A - Q_S q_S)P_A,$$

где $Q_A q_A$, $Q_S q_S$ – фактическое и стандартное количество использованных материалов;

P_A – фактическая цена материалов.

Обоснование: отклонения по количеству материалов, как правило, никак не связаны с изменениями цен. Но наказание за превышение норм следует по фактической цене. Поэтому изменения количества имеют базу в виде фактической цены.

3. Относительное отклонение по цене материалов – рассчитывается по гибкому бюджету:

$$(P_A - P_S)Q_A q_S.$$

4. Относительное отклонение по количеству использованных материалов – вычисляется по гибкому бюджету:

$$(Q_A q_A - Q_A q_S)P_A .$$

Сумма относительных отклонений по двум факторам дает общее относительное отклонение по статье, то есть отклонение второго уровня. До анализа факторов констатируем постатейные отклонения (таблица 2).

С помощью standart costing выявляем причины отклонений по каждой статье (таблица 3). Далее используем standart costing для оценки работы подразделений. Под оценкой понимается уровень выполнения норм подразделениями и работниками.

В таблице 4 даются сходящиеся к оценке выполнения гибкого бюджета частные оценки каждого участка и фактора.

Итоговая оценка вклада производится путем суммирования отклонений по ЦФО. В результате ТО и другие ЦФО наработали экономии столько, сколько указано в таблице 5.

Из которой видно, что превышение затрат по количеству по статье Центраторы является не конролируемым, т.к. интервалы установки центраторов заложены в проекте на скважину, разрабатываемом институтом. Поскольку 50м были подбурены в продуктивном пласте, то норма расхода поменялась, т.к. в этом интервале интервал установки центраторов вместо через каждые 24 м составляет через каждый 12 м. Т.е. это объективное отклонение.

Получив данные об отклонениях, можно анализировать факторы, которые могли стать причиной данных отклонений. Существуют «объективные» и «субъективные» причины отклонений.

«Объективные» отклонения:

- изменение горно-геологических условий;
- некорректные нормы расхода;
- увеличение цен за счет инфляции;
- неожиданное увеличение цен поставщиком материалов.

«Субъективные» отклонения:

- снижение норм расхода;
- экономия в цене (но не за счет качества материала);
- превышение норм расхода;
- закупка по более высоким ценам.

Анализ «субъективных» отклонений позволяет нам понять, кто виноват в возникновении данных отклонений. Здесь начинает работать система мотивации. Если присутствуют первые два фактора, то мы

ТАБЛИЦА 4. Оценка: полный факторный анализ, руб

Статья затрат	Относительное отклонение			
	По цене		По количеству	
	значение	ответственный	значение	ответственный
Обсадная труба	-144648	Отдел снабжения (ПТО)	0	Проектный институт
Центратор	0	Отдел снабжения (Производственно-технологический отдел ПТО)	2324	Проектный институт
Зарплата	2410	Буровая бригада (Технологический отдел ТО)	-14263	Буровая бригада (ТО)
Экономия выполнения гибкого бюджета: -154177				

ТАБЛИЦА 5. Распределение экономии по гибкому бюджету между ЦФО, руб

ЦФО	ПТО	ТО	Проектный институт	Всего
Экономия	144648	11853	-2324	=154177
Расчет	-	14263 - 2410 = 11853	–	
Описание	Цена закупок оказалась на 2296 меньше плановой	За счет уменьшения количества времени на операцию по сравнению с плановым нивелировалась большая заработная плата бригады	Неконтролируемые затраты. Промежуток установки центраторов в продуктивном пласте устанавливается проектным институтом.	

можем говорить о возможности премирования сотрудников, работа которых помогла нам сократить затраты за счет экономного использования ресурсов предприятия; если же речь идет о последних двух факторах – то здесь логичнее применить другой прием мотивации – депримирование.

В данном условном примере мы наблюдаем превышение и норм расхода на центраторы и повышение цены на зарплату буровой бригады. В тоже время идет снижение цены закупки обсадных труб. А повышение зарплаты буровой бригады за счет более квалифицированного состава вахты в итоге оправдывается значительным снижением времени проведения операции по спуску обсадной колонны. В этом случае, если эти факторы имеют место быть, то необходимо каким-либо образом поощрить сотрудников производственного-технологического отдела и производственного отдела.

Анализ «объективных» отклонений, часто приводит к необходимости пересматривать эффективность существующих технологических операций в сторону увеличения их результативности и эффективности, которые достигаются путем проведения различных мероприятий по оптимизации процессов: пересмотр норм, замены одних материалов другими, смена поставщика материалов, повышение квалификации производственного персонала, замены существующего оборудования.

И решение об оптимизации, и решение о реинжиниринге принимается на основе данных факторного анализа.

Поэтому важно, чтобы система учета, планирования и анализа затрат позволяла проводить факторный анализ, во-первых, предоставляя корректные данные, во-вторых обрабатывая их таким образом, чтобы управление затратами всех этапов производственного процесса было возможным.

Таким образом, теоретически обосновано и практически подтверждено, что наибольший эффект в решении проблем дают не отдельные мероприятия, а системный подход. Т.е. определяя, какой метод учета и калькуляции себестоимости стоит применять, следует помнить, что не бывает универсальных вариантов.

Standard costing на рассматриваемом предприятии применим для постатейного анализа себестоимости.

При этом в некоторых ситуациях direct costing имеет ряд преимуществ. Direct costing позволит существенно упростить нормирование, планирование, учет и контроль за счет резко сократившегося числа анализируемых затрат. В результате, себестоимость станет оперативно более обозримой, а отдельные значимые статьи затрат – лучше контролируемыми.

Не следует трактовать direct costing и standart costing как две различные системы учета. Концепции учета direct costing и standart costing «лежат в разных плоскостях» и не противоречат друг другу, следовательно, могут быть объединены в одну систему комплексного учета и нацелены на решение, в первую очередь, задачи управленческого планирования.

Литература

1. *Правосудов С. Устойчивая корпорация// Корпоративный журнал «Газпром». – 2014. – № 12. – С. 12–16.*
2. *Дунаев В.Ф., Шпаков В.А., Епифанова Н.П. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. – 336 с.*
3. *Мицкевич А.А. Основы управленческого учета.- М.: ВШФМ АНХ при Правительстве РФ, 2009. – 286 с.*
4. *Сорокин Л.Р. Современные технологии управления в нефтегазовом комплексе: Учебное пособие. – М.: МФТИ, 2003 – 104 с.*
5. *Шкарин Д.В., Халитова Э.Г. Перспективы развития бурового предприятия с позиций совершенствования системы бюджетирования и управленческого учета//Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 4. – С.13–19.*

KEY WORDS: *cost, drilling operations, cost accounting.*

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПНГ

становится устойчивой тенденцией в нефтегазовой отрасли России

ГТЭС-72 Ватьеганского месторождения ОАО «ЛУКОЙЛ» работает на попутном газе

УДК 665.622

В ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПО ИТОГАМ 2014 ГОДА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ ЛИДЕРЫ ПРИБЛИЖАЮТСЯ К ПОКАЗАТЕЛЮ 95% ИЛИ ДАЖЕ ПРЕВЫШАЮТ ЕГО. ОДНАКО СРЕДНЕОТРАСЛЕВОЙ УРОВЕНЬ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ В СТРАНЕ СОСТАВЛЯЕТ ПОРЯДКА 80%. КАКОВЫ СЕГОДНЯ ОРИЕНТИРЫ И НА ЧТО ДЕЛАЮТ СТАВКУ ВЕДУЩИЕ КОМПАНИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПОПУТНОГО ГАЗА?

Ключевые слова: *ПНГ, подготовка газа, загрязнение окружающей среды, внутрипромысловый сбор, переработка газа.*

Иван Чернов,
ведущий специалист отдела продвижения ООО «ЭНЕРГАЗ»

Позитивная динамика

Получение и рациональное использование ПНГ в России становится в ряд приоритетных направлений развития нефтегазовой отрасли. Эта тенденция наметилась в 2012 году. Правительство РФ ввело тогда в действие жесткий целевой показатель, допускающий сжигание попутного газа на факелах в размере до 5% от объема добытого ПНГ.

Подготовка к исполнению этого норматива, принятого в январе 2009 года, заняла у российских нефтяников четыре года. Однако уже по итогам 2012 года доля попутного нефтяного газа в общем объеме газа, добываемого нефтяными компаниями России, составила 76,4% (!). В абсолютных цифрах – 71,84 млрд м³ (по отношению к 2011 году прирост 5%).

Значительным стимулом для рационального использования ПНГ стало также повышение платы за загрязнение окружающей среды при сжигании попутного газа. С 1 января 2013 года при расчете размера платежа начал применяться повышающий коэффициент 12, с 2014 года он удвоен до 25 (!), тогда как в 2012 году был лишь 4,5.

Если месторождение не оборудовано приборами учета объемов ПНГ, повышающий коэффициент увеличивается до 120 (в 2012 году такой коэффициент равнялся 6). Помимо значительного ужесточения финансовых санкций, российские нефтяники получили и «пряник» – возможность учёта понесенных затрат при расчете платежей.

Тогда, в 2013 году, выявилась пятерка лидеров по отбору ПНГ при добыче нефти: Роснефть (с объемом 15,5 млрд м³) и теперь уже составная ее часть ТНК-ВР (14,8 млрд м³); Сургутнефтегаз (12,31 млрд м³); ЛУКОЙЛ (9,42 млрд м³); Газпром нефть (6,36 млрд м³). В остальных нефтедобывающих компаниях уровень получения попутного газа гораздо ниже – от 0,5 до 1,7 млрд м³.

Эксперты определили еще одну призовую номинацию – снижение количества газа, сжигаемого на факелах. Здесь пальму первенства получил ЛУКОЙЛ, который в 2013 году сумел на 40% сократить объемы уничтоженного ПНГ. Однако в тот год общероссийский газовый факел все-таки «добавил жару» на 2% и увеличил количество сгоревшего газа до 17,07 млрд м³. Свой «вклад» внесли отдаленные месторождения Восточной Сибири, где в 2013 году было сожжено 7,55 млрд м³ ПНГ (увы, с приростом в 31%).

Другой важный критерий, по которому определяются лучшие, это доля попутного газа, направленного в энергетику – в качестве топлива (фото на стр. 44), и на газохимическую переработку – как особо ценное углеводородное сырье (фото 1).

Среднеотраслевой уровень утилизации ПНГ в стране составляет порядка 80%. По итогам 2014 года нефтедобывающие лидеры приближаются к показателю 95% или даже превышают его. Поэтому так важен опыт ведущих компаний по использованию попутного газа.

ФОТО 1. Вынгапуровский ГПЗ (СИБУР) построен для переработки попутного нефтяного газа

Опыт лидера

В названных направлениях устойчиво лидирует ОАО «Сургутнефтегаз».

В этой компании за последние годы сложилась система комплексного решения организационных, экономических, технологических и природоохранных задач, непосредственно нацеленных на рациональное использование ПНГ.

Сегодня показатели «Сургутнефтегаза» – это ориентиры для всей нефтегазовой отрасли. Еще в 2012 году из полученных 12,31 млрд м³ попутного газа было использовано 12,21 млрд м³.

Уровень применения ПНГ на месторождениях Западной Сибири составил тогда 99,29%, в Восточной Сибири – 97,58%.

В 2014 году этот показатель – 98,9%, в том числе по регионам нефтедобычи: в ЯНАО – 100%; в ХМАО – 99,1%; в Республике Саха (Якутия) – 96,7%.

За впечатляющими цифрами – годы упорного труда специалистов «Сургутнефтегаза», проектных и подрядных организаций, а также десятки объектов (фото 2), построенных и действующих благодаря настойчивой реализации Программы рационального использования ПНГ.

Сказалась дальновидная стратегия руководства компании. Еще в 2000 году в «Сургутнефтегазе» была сформирована инфраструктура сбора, транспорта и использования нефтяного газа. Такая система и сегодня позволяет координировать эксплуатацию оборудования, загрузку мощностей, сбыт продукции, полностью выполнять лицензионные соглашения в области использования ПНГ.

В компании действуют два специализированных предприятия: Управление по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа (УВСИНГ) и Управление по переработке газа (УПГ).

Таким образом, в газовом секторе «Сургутнефтегаза» осуществляется:

ФОТО 2. Алехинское месторождение ОАО «Сургутнефтегаз». СКНС для транспортировки ПНГ

ФОТО 3. Топливом для газотурбинной электростанции Талаканского месторождения служит попутный газ

- сбор, магистральный транспорт и поставка газа потребителям на базе 5 газораспределительных станций и сети промысловых и магистральных газопроводов общей протяженностью более 3500 км;
- компримирование на 8 транспортных («головных») компрессорных станциях и одной КС для закачки газа в пласт (на всех КС действуют газотурбинные приводы);
- утилизация газа низкого давления на 18 компрессорных станциях низких ступеней сепарации (СКНС) и на одной установке подготовки и компримирования газа;
- подготовка газа на установке подготовки газа в Республике Саха (Якутия);
- переработка газа на 3 установках (общая производительность более 7 млрд м^3 в год);
- производство электроэнергии на 22 газотурбинных электростанциях (фото 3) и 7 газопоршневых электростанциях.

В компании на всех дожимных насосных станциях внедрена безрезервуарная схема подготовки нефти, при этом газ низкого давления в растворенном виде вместе с нефтью направляется на центральные пункты сбора, где отбирается вакуумными компрессорными станциями. ПНГ максимально используется на собственные нужды производственных объектов. В 2014 году потребление газа в ОАО «Сургутнефтегаз» составило более 3,5 млрд м^3. Все котельные переведены на газовое топливо, для обогрева техники и оборудования применяются газовые подогреватели и газолучистые обогреватели.

Попутный газ, полученный на месторождениях компании, используется также для работы промышленных предприятий и котельных города Сургута и населенных пунктов региона.

Инфраструктура рационального применения ПНГ продолжает наращиваться.

В 2014 году в «Сургутнефтегазе» введена в эксплуатацию ГТЭС Федоровского месторождения, проложен 31 км газопроводов, реконструирована ГТЭС Западно-Камынского месторождения, переоснащена компрессорная станция Биттемского месторождения, обновлена технологическая обвязка СКНС ДНС-2 Талаканского месторождения.

На 2015 год запланированы строительство и пуск СКНС на ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения, прокладка 97 км газопроводов, реконструкция ГТЭС Биттемского месторождения и двух СКНС на ЦПС и ДНС-2 Талаканского месторождения.

Надежное партнерство

Масштабному созданию инфраструктуры для рационального применения ПНГ предшествовала продуманная работа ведущих специалистов «Сургутнефтегаза» по выстраиванию долговременных и надежных кооперационных связей с подрядчиками различного профиля.

Одним из таких партнеров стала российская компания ЭНЕРГАЗ. Специализация этого коллектива – подготовка газа в энергетике и нефтегазовой отрасли на базе модульных технологических установок последнего поколения.

ФОТО 4. Установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» на Северо-Лабатьюганской ГТЭС

ФОТО 5. Компактный комплекс газоподготовки: ДКУ, осушитель газа, чиллер

За годы сотрудничества с ОАО «Сургутнефтегаз» компания ЭНЕРГАЗ реализовала 26 совместных проектов (еще 3 объекта находятся на разных этапах готовности к пуску). По своему назначению 13 проектов – для подготовки газа в качестве топлива ГТЭС (фото 4), 16 – для транспортировки ПНГ.

Всего за прошедшие семь с лишним лет инженеры ЭНЕРГАЗа ввели в эксплуатацию на объектах компании «Сургутнефтегаз» 75 дожимных компрессорных установок (ДКУ). Причем 20 установок осуществляют подготовку ПНГ крайне низкого давления (менее 0,15 МПа) – по специальной технологии, разработанной на основе индивидуальных инженерных решений. Часть установок очищают и компримируют попутный газ с давлением, близким к вакууму.

Действующие компрессорные установки имеют широкий диапазон производительности – 1–12 тыс. м^3/ч. Все ДКУ поставлены в максимальной заводской готовности в двух вариантах: блочно-модульные (во всепогодных укрытиях) и ангарного типа (на открытой раме).

Технологические возможности ДКУ «ЭНЕРГАЗ»

В целом, к исходу 2014 года коллектив ЭНЕРГАЗа достиг в своей деятельности значительного рубежа – более 100 проектов, 77 из которых завершены, а остальные находятся на различных этапах готовности. Только в нефтегазовой отрасли (на 37 месторождениях) выполнено 53 проекта подготовки попутного нефтяного газа (фото 5).

Проектные и производственные возможности ЭНЕРГАЗа востребованы при создании объектов газоподготовки не только в центральных регионах России, но и на Крайнем Севере, в Сибири и на Дальнем Востоке.

Специалисты по достоинству оценивают инженерные решения ЭНЕРГАЗа, позволяющие вести подготовку ПНГ при различных способах его использования.

Необходимые параметры по чистоте, влажности, температуре и давлению попутного газа обеспечивают как дожимные компрессорные станции (ДКС), так и одиночные установки разной комплектации.

ДКУ от компании ЭНЕРГАЗ, оснащенные винтовыми маслозаполненными компрессорами, способны компримировать газ до давления 7,5 МПа. Такие ДКУ перекачивают ПНГ (фото 6) с различной производительностью – 200…50 000 м^3/ч.

При необходимости установки оснащаются поршневыми компрессорами, которые обеспечивают более высокое выходное давление газа и могут функционировать с большей производительностью.

Особое внимание привлекает способность оборудования ЭНЕРГАЗа компримировать попутный газ при крайне низких значениях входного давления. Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов, что позволяет максимально использовать газ низких ступеней сепарации.

Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями, основу которых составляют ДКУ низкого давления. В случае если давление газа приближено к вакууму

ФОТО 6. Винтовые ДКУ от компании ЭНЕРГАЗ на объекте НГДУ «Лянторнефть» (Сургутнефтегаз)

(от 0,001 МПа), применяются вакуумные компрессорные установки (ВКУ).

Опыт ЭНЕРГАЗа в подготовке низконапорного ПНГ

В проектах по компримированию низконапорного ПНГ задействовано 124 компрессорные установки.

77 ДКУ компримируют попутный газ с давлением в диапазоне 0,16…0,4 МПа на месторождениях: Конитлорское, Западно-Камынское, Мурьяунское, Юкъяунское, Северо-Лабатьюганское, Тромъеганское, Западно-Чигоринское, Верхне-Надымское, Южное Хыльчую, Талаканское, Рогожниковское, Биттемское, Ульяновское, Тевлинско-Русскинское, Верх-Тарское, Ай-Пимское, Игольско-Таловое, Западно-Могутлорское, Верхнеколик-Еганское*, Восточно-Мессояхское*, Пякяхинское*.

Ещё 37 установок работают на ПНГ крайне низкого давления (0,01…0,15 МПа) на месторождениях: Алехинское, Быстринское, Комсомольское, Ватьёганское, Федоровское, Лянторское, Гежское, Варандейское (фото 7), Речицкое, Рогожниковское, Северо-Лабатьюганское*, Талаканское*, Восточно-Мессояхское*, месторождения Большехетской впадины*.

* *проект находится на стадии реализации.*

ФОТО 7. УПН Варандейского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми). ДКУ перекачивают ПНГ низкого давления

Для компримирования попутного газа с давлением, приближенным к вакууму (0,001…0,01 МПа), используются 10 ВКУ на Вынгапуровском (фото 8), Еты-Пуровском, Вынгаяхинском, Советском, Вахском, Ярайнерском месторождениях.

Основная работа впереди

Итак, объемы добычи ПНГ растут, в России налаживается строгий учет его получения и использования. В то же время рачительное применение попутного газа остается злободневной проблемой, требующей высокозатратных системных усилий.

Еще вчера основным мотивом к действию было строгое государственное требование – обеспечить 95%-ное применение ПНГ. Этот обязательный норматив ужесточен весомыми штрафными санкциями.

И все же отрадно, что ведущие нефтяные компании в качестве перспективных ориентиров выбирают достижения в рациональном использовании ПНГ, чувствуют экономическую рентабельность технологических проектов и не забывают заботиться о поддержании своей профессиональной репутации в глазах государства и общества.

В нефтегазовой отрасли нельзя останавливаться и почивать на лаврах. Поэтому уникальный опыт нефтяных компаний и их профессиональные устремления к рачительному использованию ПНГ будут наращиваться. ●

Key words: *APG, gas treatment, environmental pollution, the sour gas gathering, gas processing.*

ФОТО 8. Вакуумные КУ работают на ДНС-3 Вынгапуровского промысла ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

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@energas.ru
www.energas.ru

ЕЖЕГОДНЫЕ АПРЕЛЬСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В МОСКВЕ
21 - 24 апреля 2015, ИнтерКонтиненталь Москва Тверская
При поддержке Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков

EPC Euro Petroleum Consultants
SHARING KNOWLEDGE, SHAPING BUSINESS

Спонсоры: Axens IFP Group Technologies, BECHTEL, CRITERION Catalysts & Technologies, ExxonMobil Research and Engineering, FLOWSERVE, GEA, Johnson Matthey Catalysts

Семинар по технологиям AXENS

22 апреля 2015 года непосредственно после Форума России и стран СНГ по проектам и оборудованию в 14:00 пройдет семинар по технологиям **Axens**.

На семинаре будут рассмотрены такие темы, как:

- Передовые технологии в глубокой переработке
- Последние разработки в области технологий и катализаторов для гидрокрекинга

Вход на семинар бесплатный для представителей нефтеперерабатывающих компаний и НПЗ.

Что говорят постоянные участники:

"Очевидно, что интерес к подобным мероприятиям с каждым днем возрастает. Нефтяные компании на пороге принятия решений по конверсии остатков и разработке технологий." **Хусаин Кадиев, Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН**

"Темы, затронутые на данной конференции, не только полно освещают вопросы и проблемы глубокой переработки нефти, но и позволяют в процессе дискуссий и обсуждений выработать реальные шаги и пути их решения с использованием как государственных, так и рыночных механизмов." **Василий Трифонов, НижегородНИИнефтепроект**

"Отлично организовано! Я приобрел много полезных контактов!" **Макс Вайс, AIR LIQUIDE**

RPEF 2015
Форум России и стран СНГ по проектам и оборудованию
21-22 АПРЕЛЯ 2015, МОСКВА
КОММЕРЧЕСКИ УСПЕШНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ. ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ

- Обзор основных проектов России и стран СНГ
- Реализация проектов: задачи и выбор стратегии
- Оценка, планирование и финансирование проектов. Влияние законодательства на стоимость проекта
- Роль местных проектных институтов. Задачи, решаемые при строительстве объектов нефтегазовой и нефтехимической отраслей
- Стратегии закупок оборудования
- Задачи и возможности региональных производителей оборудования. Новейшие разработки
- Инспекция и сопровождение проектов
- Анализ рисков и контроль за проектом
- ИНТЕРАКТИВНАЯ ДИСКУССИОННАЯ СЕССИЯ

Russia & CIS BBTC 2015
Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков
23 - 24 АПРЕЛЯ 2015, МОСКВА
10 лет
ЕДИНСТВЕННОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ В РОССИИ И СТРАНАХ СНГ

- Обзор отрасли и рынков
- Технологии гидрокрекинга шлама
- Новейшие катализаторы для гидропроцессов
- Термические процессы
- FCC. Апробированные технологии, повышающие экономическую эффективность
- Балансы серы, водорода и энергии
- Переработка битуминозных нефтей и угля в жидкие нефтепродукты
- Стратегии реализации проектов. Модернизация НПЗ и проекты развития
- Практические примеры: БАШНЕФТЬ-УФАНЕФТЕХИМ, КУЙБЫШЕВСКИЙ НПЗ, НИЖНЕКАМСКИЙ НПЗ, ЛУКОЙЛ НЕФТОХИМ БУРГАС, ГАЗПРОМНЕФТЬ - ОМСКИЙ НПЗ
- ИНТЕРАКТИВНАЯ ДИСКУССИОННАЯ СЕССИЯ

Зарегистрируйтесь на www.europetro.com до 21.03 2015, чтобы сэкономить 300 фунтов стерлингов
По всем вопросам связывайтесь с нами: Moscow@europetro.com, +7 495 517 77 09

МАГНИТНАЯ ТОМОГРАФИЯ

для «нулевой инспекции» технического состояния вновь построенного газопровода

УДК 62-533

Ключевые слова: *магнитная томография, газопровод, диагностика, техническое состояние, микротрещины.*

В.П. Горошевский,
технический директор ООО НТЦ Транскор-К, к.т.н.

И.С. Колесников,
зам. генерального директора по науке и технологиям, ООО НТЦ Транскор-К

С.С. Камаева,
Генеральный директор ООО НТЦ Транскор-К к.т.н.

Сегодня российские технологии успешно применяются не только в нашей стране, активно их используют и зарубежные компании. В качестве примера успешной инновации отечественной наукоемкой технологии Магнитной Томографии (МТМ) для обеспечения безопасности трубопроводной инфраструктуры нефтегазовой отрасли рассмотрим проект инспектирования нового магистрального газопровода SSGP малайской компании PETRONAS на территории о. Борнео. Объект протяженностью более 500 км был обследован с привлечением российского научно-технического центра «Транскор-К» вскоре после аварии, произошедшей вследствие разрушения монтажного сварного соединения (см. рис.1). Компания PETRONAS предприняла все усилия, направленные не только на установление причины данной аварии, но и на предотвращение рисков аналогичных случаев, весьма нередких в мировой практике (Penspen Integrity, Hawthorn Suite, Units 7-8, St Peter's Wharf, St Peter's Basin, Newcastle upon Tyne NE6 1TZ, UK).

Одной из главных опасностей для вновь построенных трубопроводов в сложных климатических условиях (горы, болотистые участки) является появление микротрещин сварных монтажных соединений в зонах концентрации напряжений. Вот почему важно не просто выявить «дефектные» монтажные стыки, но и определить те из них, где вследствие повышенных нагрузок существует риск аварии.

Обследование в Малайзии проходило в достаточно сложных условиях болотистой и горной местности, где высока вероятность оползней и дополнительных нагрузок. Кроме того, тропические джунгли позволили в полной мере оценить надежность технологии МТМ в целом (см. рис. 2).

В результате выполненных работ были впервые в мировой практике не только выявлены и подтверждены в контрольных шурфах микротрещины в области сварных соединений (см. рис. 3), но и установлены параметры безопасности для всех дефектных участков с учетом величины механических напряжений.

По результатам верификации данных МТМ в контрольных шурфах вероятность выявления (POD) требующих ремонта дефектных стыков составила 93%. Важным итогом МТМ явилось выявление ряда участков с аномалиями из-за повышенных нагрузок на горных склонах, где после 3-х месячного мониторинга были найдены значительные (до 4 м) смещения оси газопровода вследствие подвижек грунта. Кроме того, стоимость МТМ оказалась значительно ниже традиционного неразрушающего контроля.

Таким образом, технология МТМ подтвердила свою технико-экономическую эффективность в качестве инструмента так называемой «нулевой инспекции» вновь построенных объектов нефтегазовой отрасли.

С учетом активного строительства трубопроводной сети во всем мире и потребности в обеспечении ее экологической и промышленной безопасности российская технология получает весьма широкие перспективы применения.

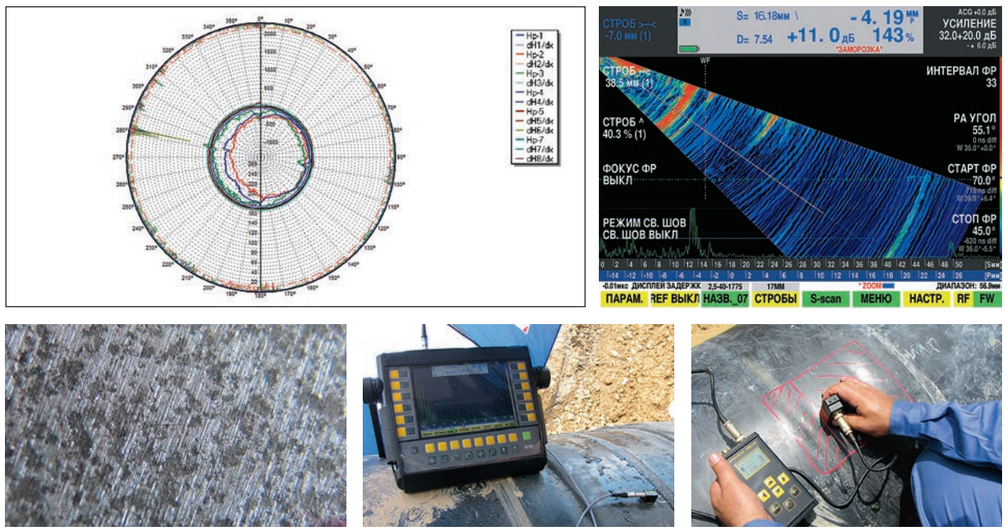
Key words: *magnetic tomography, gas, diagnostics, maintenance, microcracks.*

РИС. 1. Разрушение сварных соединений газопроводов в горных условиях: а) ООО «Баштрансгаз», б) SSGP

а) б)

РИС. 2. Условия полевого сканирования МТМ на объекте SSGP (Борнео)

РИС. 3. Арбитражное обследование в контрольных шурфах на участках аномалий МТМ: подтверждение наличия микротрещин



ДИАГНОСТИКА ПОТЕНЦИАЛА РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ПОЧВ В РАЙОНЕ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

УДК 631.4:502.76/662.69

ОЦЕНИВАЕТСЯ ПОТЕНЦИАЛ РЕКУЛЬТИВАЦИИ С ПОМОЩЬЮ ТОРФА НАРУШЕННЫХ ТУНДРОВЫХ ПОЧВ ТАЗОВСКОГО ПОЛУОСТРОВА (ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ) В РАЙОНЕ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА. ДИАГНОСТИКУ ПОТЕНЦИАЛА РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ПОЧВ ОСУЩЕСТВЛЯЛИ ПОСРЕДСТВОМ СПЕКТРОФОТОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА АКТИВНОСТИ ФЕРМЕНТА ДЕГИДРОГЕНАЗЫ

Ключевые слова: *добыча природного газа, нарушенные почвы, торф, потенциал рекультивации, диагностика, активность дегидрогеназы.*

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

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

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

О.Б. Арно,
Главный инженер, первый заместитель генерального директора ООО «Газпром добыча Ямбург», Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой

А.К. Арабский,
Доктор технических наук, заместитель главного инженера по науке и экологии ООО «Газпром добыча Ямбург», Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой

Известно, что при проезде техники, связанной с осуществлением разведки, бурением скважин и обустройством промыслов по добыче природного газа в условиях Крайнего Севера, происходит механическое воздействие на почвенно-растительный покров, когда почвы частично или полностью лишаются растительного покрова и органогенного слоя, а минеральные горизонты выходят на дневную поверхность, и изменяется криогенная обстановка (рис. 1, 2) [1].

РИС. 1. Пример участка с ненарушенной почвой.

РИС. 2. Пример участка с нарушенной почвой.

В этой связи возникает необходимость рекультивации (восстановления плодородия) нарушенных тундровых почв, в частности Тазовского полуострова, где дочерняя компания ОАО «Газпром» – ООО «Газпром добыча Ямбург» проводит геологоразведочные работы, обустройство и разработку новых месторождений, а также осуществляет добычу природного газа и газового конденсата и их подготовку к транспорту [2].

Тазовский полуостров находится на севере Западно-Сибирской равнины в Ямало-Ненецком автономном округе между Обской губой (морским заливом) на западе и Тазовской губой на востоке (рис. 3).

РИС. 3. Карта-схема территории отбора образцов почв и торфа. 1 – полуостров Ямал; 2 – Тазовский полуостров; 3 – Гыданский полуостров; 4 – междуречье рек Пур и Таз; а – реки; б – озера; в – болота; г – район отбора образцов почв и торфа.

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

Между тем ООО «Газпром добыча Ямбург» в своей производственной деятельности руководствуется соблюдением баланса между экономическими, социальными и экологическими составляющими общеизвестной концепции устойчивого развития (sustainable development) [2, 3]. При этом одним из основополагающих принципов экологической составляющей данной концепции, которого придерживается компания, является минимизация техногенного воздействия с целью сохранения окружающей среды в зонах размещения ее производственных объектов, что реализуется, в частности, в рекультивации нарушенных тундровых почв. Так, например, почвы лишенные органогенного слоя покрывают смесью песка и торфа (в соотношении 4:1) толщиной до 5–6 см, что, в конечном счете, должно ускорить регенерацию растительности, а, следовательно, и почвы как таковой [1]. Однако в условиях сурового климата тундры об эффективности рекультивации почв подобным способом можно будет судить по факту регенерации на них растительности, только спустя десятки лет после начала этого мероприятия. Поэтому становится крайне важной осуществление диагностики потенциала рекультивации нарушенных почв путем проведения лабораторных опытов в контролируемых гидротермических условиях с использованием ключевых показателей процесса формирования почвенного плодородия. К числу таких показателей можно отнести активность фермента дегидрогеназы, продуцируемой микроорганизмами и растениями и широко применяемой при оценке эффективности тех или иных приемов рекультивации [4]. Роль дегидрогеназы заключается в катализе реакции дегидрирования (отщепления водорода) органических веществ (углеводов, спиртов, органических кислот и др.), как ее субстратов, поступающих с растительными остатками.

Цель работы – диагностика потенциала рекультивации с помощью торфа нарушенных тундровых почв Тазовского полуострова путем анализа активности фермента дегидрогеназы.

Для исследования отбирали усредненные образцы из слоя 0–6 см двух нарушенных тундровых почв, представляющих собой по гранулометрическому составу связный песок, то есть с содержанием глины 5–10%, а песка 90–95%, на участках в районе расположения установок комплексной подготовки природного газа ООО «Газпром добыча Ямбург», обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата в соответствии с требованиями отраслевых и национальных стандартов. На одном участке растительность отсутствовала, на другом участке отмечалась фрагментарная регенерация растительности в виде отдельных представителей травяно-злаковой ассоциации и мхов. Содержание органического углерода в почве без растительного покрова было 0,2%, а с растительным покровом – 0,9%. В опытах для рекультивации нарушенных почв в них добавляли торф с зольностью 54% в соотношении 4:1. Здесь под зольностью понимается содержание золы в сухом органическом материале, получаемой при нагревании последнего до температуры 800°С. Для сравнительной оценки потенциала рекультивации использовали 0–10 см органогенный слой ненарушенной почвы – торфяно-глеезема типичного тундрового с зольностью 39%. Физико-химическая характеристика исследуемых образцов почв и торфа дана в табл. 1.

ТАБЛ. 1. Физико-химическая характеристика образцов почв и торфа

Образец	Объемная масса, г/см³	Капиллярная влагоемкость, %	Полная влагоемкость, %	$pH_{вод}$
Ненарушенная почва	0,39	216	315	5,1
Торф	0,40	216	420	5,4
Нарушенная почва без растительности	1,71	25	32	5,9
То же + торф, 4:1	1,04	66	80	5,1
Нарушенная почва с растительностью	1,54	37	43	5,1
То же + торф, 4:1	0,89	78	102	5,3

Для оценки потенциала рекультивации нарушенных почв образцы массой 50 г без добавления и с добавлением торфа, увлажненные до 70% от полной влагоемкости инкубировали в чашках Петри в термостате при температуре 30°С. Здесь под полной влагоемкостью понимается то наибольшее количество влаги, которое содержится в почве при полном насыщении всех ее пор. В динамике на 5, 10, 20 и 30 сут анализировали активность дегидрогеназы образцов различных вариантов опыта способом, защищенным патентом Российской Федерации [5].

Для количественного определения активности дегидрогеназы использовали 2,3,5-трифенилтетразолийхлорид (2,3,5-ТТХ), $C_{19}H_{15}N_4Cl$, бесцветное вещество, который, акцептируя мобилизованный ферментом водород, превращается в

почве (торфе) в 2,3,5-трифенилформазан (2,3,5-ТФФ), $C_{19}H_{16}N_4$, вещество красного цвета [4]:

$$C_{19}H_{15}N_4Cl + H_2 \rightarrow C_{19}H_{16}N_4 + HCl.$$

Для анализа активности дегидрогеназы навеску почвы (торфа) массой 1 г помещали в модифицированную колбу Эрленмейера емкостью 20 мл с коленчатым боковым отростком емкостью 3 мл со шлифами. В эту же колбу добавляли навеску карбоната кальция (0,1 г), $CaCO_3$, затем последовательно приливали по 1 мл 1%-ных водных растворов глюкозы ($C_6H_{12}O_6$) и 2,3,5-ТТХ. Содержимое колбы перемешивали, а в коленчатый отросток вводили шприцем 2,5 мл насыщенного щелочного раствора пирогаллола, $C_6H_3(OH)_3$, который готовили с использованием гидроксида калия (KOH). Колбу и ее коленчатый отросток герметично закрывали и на сутки помещали в термостат на инкубацию при температуре 30°С. После этого образовавшийся в почве (торфе) 2,3,5-ТФФ кратно экстрагировали этиловым спиртом (C_2H_5OH) до достижения бесцветной вытяжки. Окрашенную вытяжку пропускали через бумажный фильтр в мерную пробирку. Интенсивность окрашивания объединенных фильтратов этилового спирта измеряли спектрофотометром при длине волны 490 нм. Концентрацию 2,3,5-ТФФ вычисляли по калибровочному графику, составленному для этого вещества в диапазоне, например, 1–25 мкг 2,3,5-ТФФ/мл. Активность дегидрогеназы выражали в единицах мкг 2,3,5-ТФФ /(г•сут).

ТАБЛ. 2. Динамика активности фермента дегидрогеназы нарушенных почв при их рекультивации с помощью торфа

Образец	Активность дегидрогеназы в % от активности ненарушенной почвы			
	сутки			
	5	10	20	30
Торф	128,5	100	96,7	101,2
Нарушенная почва без растительности	9,2	6,7	7,6	5,9
То же + торф, 4:1	32,6	23,9	19,0	23,7
Нарушенная почва с растительностью	18,6	13,6	15,1	11,9
То же + торф, 4:1	70,5	58,6	59,9	41,0

Данные табл. 2 показали, что в течение всего периода наблюдения, добавление торфа существенно повышает активность дегидрогеназы нарушенной почвы без растительности и, особенно с растительностью, соответственно на 11,4–23,4% и 29,1–51,9% относительно вариантов без добавления торфа. Это связано с тем, что торф содержит в своем составе перегной, питательные элементы (азот, фосфор и калий) и микроорганизмы, в совокупности, приводящие к восстановлению плодородия почв с участием различных ферментов, в том числе дегидрогеназы. Высокий потенциал рекультивации с помощью торфа нарушенных почв подтверждается повышением активности дегидрогеназы. Что касается активности дегидрогеназы торфа, то она не только достигала соответствующей активности ненарушенной почвы, но и в первые 5 сут была выше на 28,5%.

Доказательством адекватности использования активности дегидрогеназы при оценке потенциала рекультивации с помощью торфа нарушенных почв послужили результаты корреляционного и регрессионного анализа результатов опыта. Так, расчет коэффициента корреляции (r), указывающего на направление и степень сопряженности в изменчивости признаков, показал наличие сильной корреляционной зависимости между активностью дегидрогеназы и объемной массой образцов (r = -0,95), активностью дегидрогеназы и капиллярной влагоемкостью образцов (r = 0,95), а также активностью дегидрогеназы и полной влагоемкостью образцов (r = 0,95). Здесь под капиллярной влагоемкостью понимается то максимальное количество капиллярно-подпертой воды, которое может содержаться в почве. Соответствующие формулы корреляционной зависимости, то есть уравнения линейной регрессии, позволяющие судить о том, как количественно меняется результативный признак (y) при изменении факториального (x) на единицу измерения, имели следующий вид:

$$y = 76{,}9 - 44{,}4x;\ y = 2{,}74 + 0{,}28x;\ y = 7{,}71 + 0{,}15x.$$

Как оказалось, чем меньше объемная масса почвы и соответственно больше капиллярная и полная влагоемкости, определяемые в основном органической составляющей используемых образцов, тем выше активность дегидрогеназы. Ведущее значение влажности в активности дегидрогеназы почвы связано с тем, что влага определяет нормальное физиологическое состояние микроорганизмов, как продуцентов ферментов в почве, а также поддерживает в реакционном состоянии ферменты и их субстраты (углеводы, спирты, органические кислоты и др.).

Таким образом, проведенные исследования позволяют прийти к заключению о возможности в лабораторных условиях посредством анализа активности дегидрогеназы оперативно (в течение 30 суток) провести диагностику потенциала рекультивации с помощью торфа нарушенных тундровых почв по сравнению с многолетними полевыми наблюдениями. Корректность использования активности дегидрогеназы для оценки потенциала рекультивации нарушенных почв подтверждается наличием сильных корреляционных зависимостей (r > 0,7) между этим ключевым показателем плодородия и основными физико-химическими свойствами почв.

Литература

1. *Андреев О.П., Ставкин Г.П., Левинзон И.Л., Перепелкин И.Б., Лобастова С.А. Защита и восстановление земель и ландшафтов Крайнего Севера при добыче газа // Экология и промышленность России. 2003. № 6. С. 4–9.*
2. *Андреев О.П., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Арабский А.К., Маклюк О.В. Решение проблемы геоэкологических рисков в газовой промышленности. Обзорная информация. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 78 с.*
3. *Маркелов В.А., Андреев О.П., Кобылкин Д.Н., Арабский А.К., Арно О.Б., Цыбульский П.Г., Башкин В.Н., Казак А.С., Галиулин Р.В. Устойчивое развитие газовой промышленности. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. 244 с.*
4. *Хазиев Ф.Х. Ферментативная активность почв. Методическое пособие. М.: Наука, 1976. 180 с.*
5. *Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А., Маклюк О.В., Припутина И.В. Патент на изобретение № 2491137. Российская Федерация. Способ контроля эффективности рекультивации нарушенных тундровых почв различного гранулометрического состава посредством анализа активности дегидрогеназы // Изобретения (патенты). М.: ФГБУ ФИПС, 2013. № 24 (1 ч.). С. 141.*

KEY WORDS: *production of natural gas, disturbed soils, peat, recultivation potential, diagnostic, dehydrogenase activity.*

ufi Approved Event

20-23 МАЯ

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXIII международная выставка

УФА-2015

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

(347) 253 11 01, 253 24 03

e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

www.gntexpo.ru

Место проведения: ВДНХ ЭКСПО ул. Менделеева, 158

McCoy Global: Профиль компании

УДК 621.643.41

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

McCoy Global является ведущим поставщиком оборудования для свинчивания трубных соединений, грузоподъемного оборудования и услуг для глобальной энергетической отрасли.

Наша компания обеспечивает полный сервис – разработку, производство и ремонт трубного оборудования высокой производительности.

Наши ключевые продуктовые линии испытаны промышленно и проверены в полевых условиях. Наша продукция разработана и изготовлена в соответствии с самыми высокими требованиями промышленных стандартов. Наша приверженность международным стандартам означает, что наши клиенты могут использовать нашу продукцию во всем мире, в любой среде.

McCoy Global – лидер на рынке производителей гидравлических трубных ключей и удерживающих ключей для свинчивания трубных соединений.

Наш обширный парк силовых ключей активно используется для свинчивания трубных изделий размером 1,66" до 31". При добавлении устройства CHROMEMASTER™ к любому из наших гидравлических ключей, ключ приобретает способность работать с хромсодержащими трубными изделиями, используя неповреждающие алюминиевые или обхватывающие вкладыши с зернистой поверхностью GRITFACE®.

Мы также предлагаем полный спектр стационарных устройств навинчивания с непрерывным, как коротким, так и длинным ходом, а также устройств навинчивания-развинчивания непрерывного вращения, обеспечивающих свинчивание-развинчивание трубных соединений размером 1,66"- 23".

Наша система получения данных WINCATT® точно отслеживает и анализирует крутящий момент, повороты и скорость вращения в процессе свинчивания для определения соответствия спецификациям изготовителя резьбы, точки зацепления заплечика для премиальных соединений, времени стыковки, разницы в моменте и в поворотах. Мы также предлагаем взрывобезопасные устройства WINCATT®, сертифицированные по ATEX.

Помимо продажи оборудования, McCoy Global предлагает комплексные решения. Мы продолжаем расширять наше глобальное присутствие на ключевых рынках во всем мире для поддержки наших клиентов, где бы в мире они ни находились. В настоящее время мы уже открыли центры продаж и послепродажного обслуживания в городах Бруссард, шт. Луизиана; Хьюстон, шт. Техас; Эдмонтон, шт. Альберта; Абердин, Шотландия; Дубай, ОАЭ и в Сингапуре.

Имея эти локальные представительства, теперь мы в состоянии удовлетворить потребности наших клиентов в обслуживании и экспертизе более быстро, чего они ожидали от McCoy Global в течение последних 100 лет.

В целях обеспечения сервиса и поддержки на протяжении всего жизненного цикла оборудования, мы предлагаем полную линейку расходных материалов и запасных частей для нашего оборудования. Наши технические специалисты также готовы предоставить нашим клиентам обучение и обслуживание нашего оборудования на местах.

Мы будем продолжать этот путь глобального развития, чтобы стать ближе к нашим клиентам, где бы они ни находились в мире. Мир становится все теснее, и мы в McCoy Global будем продолжать раздвигать границы возможного, чтобы повысить свою конкурентоспособность и поддерживать наше окно возможностей широко открытым для обслуживания наших клиентов на высшем уровне.

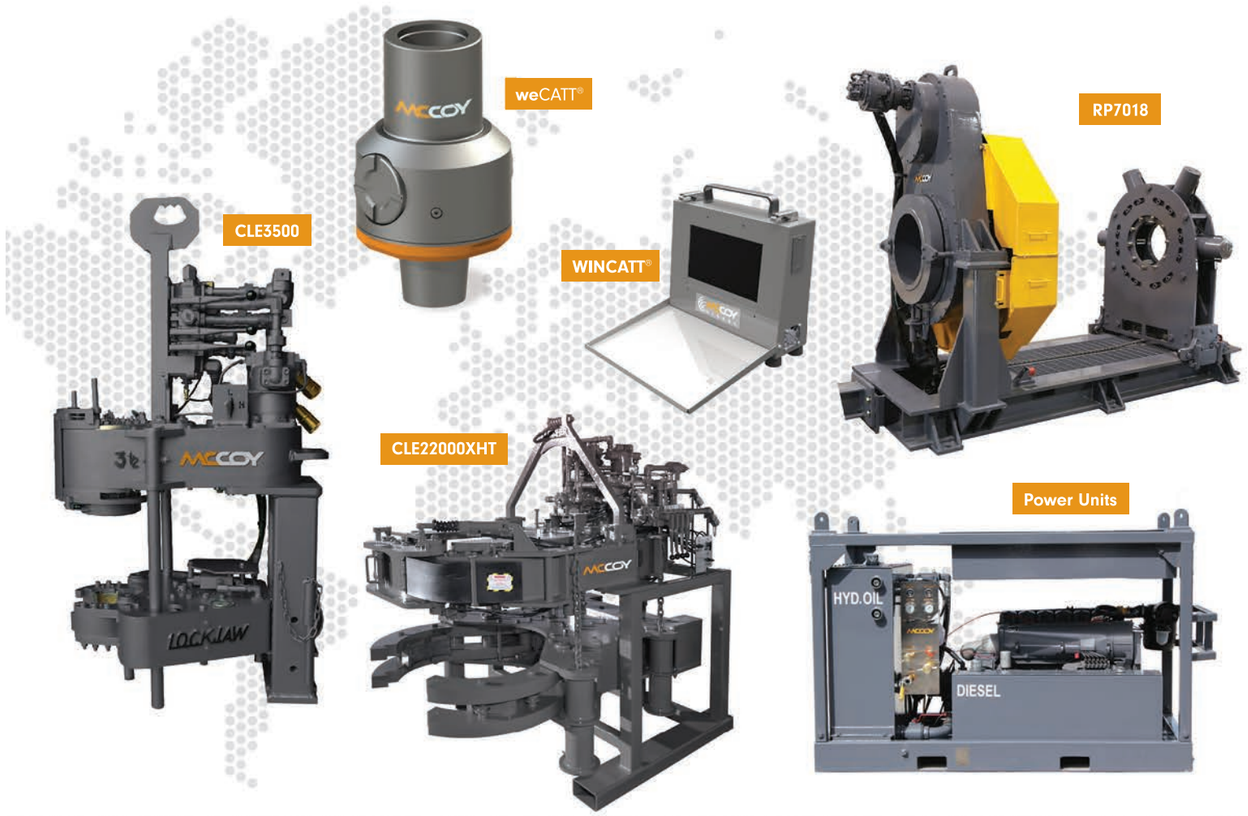
Наши клиенты привыкли ожидать наивысшего качества инновационной продукции и услуг для удовлетворения своих постоянно меняющихся потребностей в этой области, и мы прилагаем все усилия, чтобы оправдать эти ожидания.

Для получения более подробной информации посетите сайт **www.mccoyglobal.com** или обратитесь по электронной почте **dcsales@mccoyglobal.com.**

Iain Anderson
GM Global Sales & Service Eastern Hemisphere
McCoy Global UK Ltd
Units 9/10 Ocean Trade Center, Minto Avenue,
Altens Industrial Estate,
Aberdeen Scotland AB12 3JZ, United Kingdom
T: +44.1224.245141
M: +44.7951.177842
F: +44.1224.890176
E-mail: IAnderson@mccoyglobal.com

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ ТРУБНЫХ ИЗДЕЛИЙ, НА КОТОРОЕ МОЖНО ПОЛАГАТЬСЯ

MCCOY GLOBAL ЯВЛЯЕТСЯ ВЕДУЩИМ МИРОВЫМ ПОСТАВЩИКОМ оборудования для свинчивания трубных соединений в глобальной энергетической отрасли. Клиенты доверяют нашему инструменту, поскольку мы убедительно доказали, что наша продукция превосходит и опережает конкурентов. Наш обширный парк силовых ключей обеспечивает работу с трубными изделиями от маленьких размеров 1,66" до таких больших, как 31". Мы предлагаем полный спектр стационарных устройств навинчивания с непрерывным коротким и длинным ходом, а также устройств навинчивания-развинчивания непрерывного вращения. Наша система сбора данных WINCATT® контролирует и анализирует крутящий момент, повороты и скорость вращения во время свинчивания, что позволяет операторам легко контролировать работу.



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

WWW.MCCOYGLOBAL.COM

БАЛАНСИРОВКА ГИБКИХ РОТОРОВ И ВАЛОПРОВОДОВ

на основе систем КОМПАКС® с применением датчиков вала

УДК 621.166

РАССМОТРЕНЫ НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ДИСБАЛАНСА, КАК ОТДЕЛЬНЫХ РОТОРОВ, ТАК И РОТОРОВ В ВАЛОПРОВОДЕ. МЕТОДЫ ОСНОВАНЫ НА КОМПЛЕКСНОМ ПРИМЕНЕНИИ ДАТЧИКОВ АБСОЛЮТНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ОПОР И ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ИЛИ АБСОЛЮТНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ВАЛА. ЗАДАЧИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УПОМЯНУТЫХ ДАТЧИКОВ МОГУТ БЫТЬ РЕШЕНЫ РАЗНЫЕ, НО ГЛАВНЕЙШАЯ ИЗ НИХ – ДИАГНОСТИКА ДИСБАЛАНСА И ЕГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ. В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССМОТРИМ ТОЛЬКО ЭТУ ЗАДАЧУ. НАРЯДУ С МИНИМИЗАЦИЕЙ АБСОЛЮТНЫХ ПОПЕРЕЧНЫХ ВИБРАЦИЙ ЦАПФ И ОПОР, ПРЕДЛАГАЕТСЯ МИНИМИЗИРОВАТЬ ТАКЖЕ УГЛЫ ПОВОРОТА ЦАПФ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО СНИЗИТЬ ОСТАТОЧНУЮ ВИБРАЦИЮ РОТОРОВ. МЕТОДИКА МОЖЕТ БЫТЬ РЕАЛИЗОВАНА НА БАЗЕ СИСТЕМ КОМПАКС® И ПРЕДНАЗНАЧЕНА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМАХ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ДИСБАЛАНСА И АВТОМАТИЧЕСКОГО ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Ключевые слова: *ротор, валопровод, диагностирование, балансировка.*

Александр Куменко,
НИУ «МЭИ»
д.т.н.

Диагностирование фактического дисбаланса гибких роторов до сих пор остается проблемой.

В последние годы во многих отраслях промышленности, в том числе на нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах, на металлургических комбинатах и на электростанциях получают распространение автоматизированные системы управления безопасной ресурсосберегающей эксплуатацией оборудования АСУ БЭР - КОМПАКС®), что обеспечивает переход на эксплуатацию по фактическому техническому состоянию, с планированием и выполнением необходимых работ по техническому обслуживанию и ремонту, на которые указывает система. Предлагается дальнейшее развитие этих систем для нужд наладки, в том числе для балансировки.

Стандартный подход к балансировке роторов и диагностированию заключается в том, что для отдельного ротора используется минимум плоскостей. Но даже для большого количества плоскостей, если ротор гибкий, использование двух пар датчиков для измерения абсолютной вибрации вала на двух опорах дает мало информации о месте расположения дисбаланса. Это приводит к тому, что вал остается сбалансированным только в точках контроля вибрации.

В других точках влияние дисбалансов может быть существенным и проявится оно после соединения роторов в валопровод. Причиной этого является также и то, что свойства ортогональности систем грузов при частотах, соответствующих резонансным, не выполняются.

Остаточная неуравновешенность или дисбаланс в общем случае, как известно, непрерывно распределен вдоль вала и замена распределенной функции несколькими дискретными значениями в ряде случаев превращается в «искусство», так как такие приближения позволяют чаще всего получить хорошее решение лишь в ограниченной области частот.

Если рассматривать грубо, то компенсация распределенной неуравновешенности ротора в валопроводе с использованием двух-четырех плоскостях приводит на заданной частоте вращения узлы колебаний ближе к опорам, в них вибрация снижается до требуемого минимума, но часто валопровод остается чувствительным к изменению нагрузки, расцентровок опор, технологических отклонений в сборке и зазорах при ремонтах и др. Устанавливаемые грузы при этом часто компенсируют возмущения, возникающие в другой части валопровода, что приводит при его вращении к дополнительным статическим и динамическим напряжениям, повышению вибрации в других частях валопровода и снижению надежности в целом.

К основным недостаткам старой технологии балансировки можно отнести:

1. Распределение дисбаланса чаще всего неизвестно, характер этого распределения предполагается [1–4], а используемое число уравнений и условий недостаточно для расчета дисбаланса в большом количестве мест его сосредоточения.
2. Хотя источником колебаний является вал, перемещения которого, как правило, в несколько раз больше, чем перемещения опор, измерения производятся на опорах, а не на валу, при том, что вибрация на опорах часто соизмерима с величиной ее разброса. Это же относится и к чувствительностям по опорам.
3. Методика балансировки на низкооборотных балансировочных станках для сборных роторов низкого давления применяется, как правило, неверно. Поступенчатая балансировка [6] не применяется;
4. Даже специалисты по балансировке с многолетним стажем стремятся балансировать роторы в валопроводе сразу на рабочей частоте вращения без учета вибрации на проходных оборотах;
5. Так как на многих турбинах отсутствует контроль перемещений вала, многоплоскостная балансировка валопроводов сводится очень часто к тому, что узлы вала после установки грузов располагаются близко к поперечным осям подшипников. На опорах вибрация уменьшается, а на валу остается вибрация существенно выше «норм на вибрацию вала». Все уплотнения, как правило разбиваются и значительная часть ремонтных работ становится бессмысленной. Кроме того, из-за повышенных утечек пара имеем дополнительные потери энергии и снижение КПД. В дополнение к этому вибрация валопровода становится очень чувствительна к изменению электрической нагрузки на турбоагрегате;
6. Большой разброс балансировочных чувствительностей из-за неповторяемости условий нагружения опор и динамических характеристик масляной пленки из-за значительного разброса расцентровок опор и центровок роторов по полумуфтам и др.
7. Устанавливаемые дискретные грузы часто компенсируют возмущения, возникающие в другой части валопровода, что приводит к дополнительным местным динамическим напряжениям, повышению вибрации на других частях вращения валопровода и снижению надежности в целом.

Даже переход к использованию датчиков вала не решает до конца поставленных проблем. Известные фирмы в России, в Европе и в Америке даже на разгонно-балансировочных станках типа «Шенк» для качественной балансировки используют десятки пусков для ротора на двух опорах.

Однако, имеются пути преодоления названых трудностей, особенно с учетом развития компьютерных технологий и средств мониторинга и диагностики. Наиболее простой путь заключается в следующем. На каждой цапфе увеличиваем число датчиков вала в два раза, чтобы измерить ее колебания с двух сторон. Тогда разница абсолютных смещений вала вдоль цапфы в любой момент времени, поделенная на ее длину, будет характеризовать динамический угол. Очевидно, что если увеличить число точек замера вибрации, можно увеличить число искомых масс и построить большее число независимых уравнений для отыскания главных мест сосредоточения дисбаланса. Поскольку сегодня диагностические системы позволяют установить без проблем любое необходимое число датчиков можно автоматически получить решение задачи. Предполагается далее, что кроме абсолютной вибрации вала, в тех же точках измеряются абсолютные вибрации опор.

Кроме того, для дальнейшего повышения точности можно использовать прием, который обеспечивает минимизацию дисбаланса с учетом взаимовлияния дисбаланса на разных частотах.

Увеличение количества неизвестных корректирующих грузов и построение соответствующего числа уравнений

Основные проблемы балансировки вытекают из несоответствия числа параметров неуравновешенности даже для отдельного ротора, числу уравнений, которые используются для отыскания дисбаланса. Основная задача балансировочных расчетов – определение корректирующих масс $\overline{P}_к$ по известным значениям исходных вибраций $\overline{A}_{i0}$ и так называемым динамическим коэффициентам влияния (ДКВ) $\overline{a}_{iк}$, которые должны быть известны в плоскостях установки искомых масс, обеспечивающих минимальные амплитуды остаточных вибраций:

$$\overline{\varepsilon}_i = \overline{A}_{i0} + \sum_{к=1}^{K} \overline{a}_{iк}\,\overline{P}_к \qquad (i=1,2,\ldots I), \qquad (1)$$

т.е. остаточная вибрация $\overline{\varepsilon}_i$ представляет сумму исходной вибрации и влияния на нее всех K установленных корректирующих масс.

Обычно для ротора на двух опорах используют 2–3 плоскости между опорами и две плоскости на полумуфтах. Однако, если ограничиться исходной информацией по абсолютной вибрации двух опор в одной плоскости и при одной частоте вращения, то можно построить лишь два уравнения для отыскания двух векторов корректирующих грузов вместо распределенного дисбаланса, что явно недостаточно. Чувствительности от единичных грузов в названых плоскостях при балансировках отдельного ротора или ротора в валопроводе, известны, чаще всего, лишь в одной плоскости (вертикальной).

Для пояснения предлагаемого далее подхода упростим несколько задачу и рассмотрим в качестве примера РНД современной мощной турбины.

Пусть ротор низкого давления крупного турбоагрегата состоит из вала, на котором насажено, или изготовлено заодно с валом 10 дисков и две полумуфты. Его амплитудно-частотная характеристика показывает наличие в диапазоне от 0 до рабочей частоты вращения с учетом горизонтального направления от трех до 5–6 резонансов, которые могут осложнить балансировку и «делают» ротор весьма гибким. Каждый участок вала с диском имеет, как правило, радиальную и моментную неуравновешенность. В основном на результат влияет радиальная неуравновешенность, но иногда может оказать влияние и моментная неуравновешенность. Пусть для простоты каждый участок вала с диском или полумуфтой, а так же средняя часть ротора имеют только радиальную неуравновешенность, приведенную к середине каждого участка. Задача балансировки в этом случае сводится к отысканию 13 комплексных неизвестных, для которых необходимо построить не менее 13 линейных независимых уравнений в комплексном виде.

Балансировкой на низкооборотном станке (НЧБ), мы устраняем лишь грубые динамические и статические неуравновешенности и неуравновешенные силы после станка становятся "уравновешенными" на частотах 100–200 об/мин. При разгоне ротора они снова становятся неуравновешенными и ощутимыми, особенно при частотах 1500–3000 об/мин и при забросах оборотов при опробовании автоматов безопасности. При любом остаточном дисбалансе на основании результатов низкочастотной балансировки имеем первую пару комплексных уравнений для отыскания неуравновешенностей в 13 плоскостях. Этими уравнениями являются известные уравнения равновесия (сил и моментов), которые запишем в общем виде (предполагается, что динамические прогибы ротора не велики):

$$\sum_{i=1}^{2} \bar{d}_{1i}\ \bar{Q}_i + \sum_{к=1}^{K} \bar{c}_{1к}\ \bar{P}_к + \sum_{n=1}^{N} \bar{g}_{1n}\ \bar{G}_n = 0 \qquad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{2} \bar{d}_{2i}\ \bar{Q}_i + \sum_{к=1}^{K} \bar{c}_{2к}\ \bar{P}_к + \sum_{n=1}^{N} \bar{g}_{2n}\ \bar{G}_n = 0 \qquad (3)$$

В (2) и (3) коэффициенты $\bar{d}_{ji}$, $\bar{c}_{jк}$ и $\bar{g}_{jn}$ определяются геометрией элементов роторов; $j=1$ соответствует уравнению сил, $j=2$ соответсвует уравнению моментов. $K=13$. Первая сумма – силы или моменты сил (обобщенные силы $\bar{Q}$) в опорах. Вторые члены – обобщенные силы от искомых грузов. Третьи члены $\bar{G}_n$ соответствуют установленным при НЧБ грузам. Очевидно, что в идеальном случае после балансировки $\bar{Q}$ в опорах должны быть равны нулю.

Члены $\bar{G}_n$ конечно, можно исключить, но тогда они должны быть добавлены к неизвестным грузам $\bar{P}_к$. Чтобы не утяжелять выкладки, будем предполагать, что в последующих уравнениях грузы G «спрятаны» в неизвестных.

Вторую группу из четырех пар комплексных уравнений можно получить отдельно для опор и отдельно для вала в районе первой критической частоты, если рассматривать только вертикальные вибрации.

Первую из них пару комплексных уравнений имеем для опор, см. известные соотношения (1), где для нашего случая $K=13$, $I=2$, то есть:

$$\bar{\varepsilon}_1 = \bar{A}_{10}^{кр} + \sum_{к=1}^{K} \bar{a}_{1к}^{кр}\ \bar{P}_к \qquad (4)$$

$$\bar{\varepsilon}_2 = \bar{A}_{20}^{кр} + \sum_{к=1}^{K} \bar{a}_{2к}^{кр}\ \bar{P}_к \qquad (5)$$

В данных уравнениях все измерения и чувствительности приведены к поперечным осям опор, путем осреднения измерений по двум датчикам на левой и правой границах цапфы.

Для общности можно построить вторую систему для опор, используя абсолютные угловые чувствительности опор. Она может быть построена также из двух комплексных уравнений, если минимизировать обобщенные угловые перемещения опор 1 и 2 в вертикальной плоскости (см. соотношения (6)), которые для краткости запишем с индексом i).

$$\bar{\gamma}_i = \bar{B}_{i0} + \sum_{к=1}^{K} \bar{\beta}_{iк}\ \bar{P}_к, \qquad (i=1,2), \qquad (6)$$

Примечание 1. Конечно, можно построить эквивалентную систему из четырех уравнений в каждой плоскости измерений колебаний двух опор. Это дело вкуса. Но угловые чувствительности ярче ощущаются.

Итак, без учета горизонтальной плоскости имеем 6 уравнений, а с учетом горизонтальной плоскости имеем 10 уравнений.

Аналогично, для ротора на двух опорах в вертикальной плоскости имеем еще четыре уравнения для перемещений и углов поворота вала в контролируемых точках. В минимизации улов поворота шеек вала заключается главное новшество.

Итак, для вала будем использовать две системы абсолютных чувствительностей. Первая определяет абсолютные радиальные перемещения вала на поперечной оси подшипника (см. аналогичные соотношениям (4) и (5) соотношения для вала (7):

$$\bar{\varepsilon}_{вi} = \bar{A}_{вi0} + \sum_{к=1}^{K} \bar{a}_{вiк}\ \bar{P}_к, \qquad (i=1,2), \qquad (7)$$

где индексом «в» обозначены абсолютные вибрации и абсолютные балансировочные чувствительности для валу.

Вторая система использует абсолютные угловые чувствительности вала. Она может быть построена также из двух комплексных уравнений, если минимизировать обобщенные угловые перемещения шеек 1 и 2 вала (см. соотношение (8), которое для краткости и по аналогии с (6 и 7) запишем с индексом i).

$$\bar{\gamma}_{вi} = \bar{B}_{вi0} + \sum_{к=1}^{K} \bar{\beta}_{вiк}\ \bar{P}_к, \qquad (i=1,2), \qquad (7)$$

где индексом «в» обозначены: $\bar{\gamma}_{вi}$ – остаточные «угловые» вибрации вала, которые подлежат минимизации. $\bar{B}_{вi0}$ – начальные «угловые» вибрации на цапфах. $\bar{\beta}_{вiк}$ – угловые чувствительности, полученные по валу очевидным способом.

Во всех случаях для решения уравнений требуются, как правило, экспериментально определенные коэффициенты балансировочных чувствительностей от единичных грузов, установленные поочередно во все 13 плоскостей. Правила и способы их получения известны. Прежде всего, ввиду увеличенного объема информации все это поручается компьютеру, который выполняет все необходимые оценки в автоматическом режиме на заранее заданных частотах и нагрузках. Для сокращения числа начальных пусков эта задача решается интерполированием по 3–5 измеренным чувствительностям в базовых плоскостях с использованием расчетных форм вынужденных колебаний от поочередно поставленных единичных грузов в упомянутые 13 плоскостей. Число уравнений с учетом горизонтальной плоскости и количества выбранных частот может заметно превысить число неизвестных. Тогда искомое решение оптимизируется с использованием всех имеющихся уравнений или вводятся, например, моментные неуравновешенности для больших дисков.

При некоторых условиях часть уравнений могут оказаться линейно зависимыми и они автоматически исключаются из расчета.

После определения неизвестных возникает задача их эффективной расстановки. Например, из 13 найденных грузов 5 могут оказаться малыми и слабо влияющими на конечное вибрационное состояние. Это, например, соответствует хорошо посаженным и правильно (в пределах допуска) обработанным дискам с хорошо развешанными лопатками. Внутренние плоскости обычно доступны лишь при вскрытии цилиндра. В современных установках имеются специальные приспособления, чтобы установить дополнительные грузы через специальные отверстия.

В любом случае предлагаемая технология предполагает автоматизацию всех расчетов и накопление чувствительностей с помощью ЭВМ. Она может быть частью современных подсистем виброконтроля и мониторинга.

Применение новых компьютерных технологий позволяет реализовать предложенные идеи системно и без значительных затрат.

До сих пор все этапы балансировки рассматривались независимо и результаты одной части балансировочных работ совершенно не использовались, а часто перечеркивались балансировочными работами во другой части. При данном системном подходе все звенья балансировочной цепи не только сохраняют свои старые роли, но начинают дополнять друг друга.

Выводы:

1. Предложен новый методический подход к построению уравнений балансировки для роторов и валопроводов крупных энергетических установок с использованием датчиков абсолютных перемещений вала.
2. Применены дополнительные важные условия – минимизация динамических уклонов шеек вала, что позволяет существенно снизить уровень остаточной неуравновешенности валопровода после сборки.
3. Кроме традиционных систем уравнений, построенных через коэффициенты влияния, и применяемых, как правило, на одной двух частотах, предлагается использовать связанную систему уравнений, начиная от уравнений равновесия, полученных при низкочастотной балансировке.

Литература

1. *Брановский М.А., Лисицин И.С., Сивков А.П. «Исследование и устранение вибраций турбоагрегатов», М. 1969 г.*
2. *Рунов Б.Т. Исследование и устранение вибрации паровых турбоагрегатов. М. Энергоиздат. 1982 г.*
3. *Гольдин А.С. Вибрация роторных машин. М. Машиностроение. 2000 г.*
4. *Методические указания по балансировке многоопорных валопроводов тубоагрегатов на электростанциях РД –153-34.1-30.604-00, М:, (ВТИ), 2002 г.*
5. *Куменко А.И., Русинов Д.В. Совершенствование методов балансировки роторов с использованием датчиков вала. Материалы международной научно-практической конференции «Современное турбостроение». 28–30 сентября 2004 г. С-Петербург. ВТУЗ-ЛМЗ, 2004 г.*
6. *Самаров Н. Г. Резонансные режимы и местоположение дисбаланса ротора // Колебания и уравновешивание роторов / Под ред. А. А. Гусарова. – М.: Наука, 1973. – С. 48–53.*
7. *Куменко А.И. Интегральный метод решения задач балансировки роторов и валопроводов энергетических турбоагрегатов. Журнал «Сборка в Машиностроении и приборостроении», 2006 г., № 6.*

Key words: *the rotor shafting, diagnostics, balancing.*

МИРОВАЯ И ОТЕЧЕСТВЕННАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ХИМИЧЕСКИХ ВОЛОКОН

УДК 677.071

ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ БЫЛИ ДОСТАТОЧНО УДАЧНЫМИ ДЛЯ МИРОВОГО ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ВОЛОКОН. НО ПОЛОЖЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ХИМИЧЕСКИХ ВОЛОКОН НЕ ВЫГЛЯДИТ СТОЛЬ ЖЕ ОБНАДЕЖИВАЮЩИМ. ВОЗНИКШЕЕ БЕДСТВЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ, БЕЗУСЛОВНО, ОТРАЖАЕТСЯ НА РАБОТЕ СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ТЕКСТИЛЬНОЙ, РЕЗИНОТЕХНИЧЕСКОЙ, ШИННОЙ, НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ, КОМПОЗИТОВ И МН. ДР. ПОЧЕМУ СЛОЖИЛАСЬ ТАКАЯ ОБСТАНОВКА И КАКОВЫ ПРОГНОЗЫ?

Ключевые слова: *химические волокна, штапельное волокно, текстильные нити, полиамидное волокно, вискозные волокна, полипропиленовые волокна, кордные и технические нити.*

Эмиль Михайлович Айзенштейн,
Доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки и техники России

Последние годы были достаточно удачными для мирового производства и потребления химических волокон [1]. За 2013 год производственные объемы сырья для текстильной индустрии в мире увеличились на 2,8%, до 92,3 млн. т [2]. Как и в предыдущем году, решающую роль здесь сыграли химические волокна, показав рост на 6,1%, до 60,3 млн. т, в то время как натуральные волокна сократили объемы на 3%, до 32 млн. т из-за проблем с продажей хлопка (рис. 1).

В то время как химические волокна могут быть изготовлены при заданных подвластных человеку условиях, натуральное волокно остается объектом влияния окружающего климата и природных катаклизмов. По этой причине производство и потребление последних обычно точно не совпадают. Этим руководствуются, особенно в случае с хлопком, при анализе отклонений, которые могут появиться в количестве нескольких миллионов тонн в год. Поэтому Международный Консультационный Комитет по хлопку (ICAC) постоянно вносит коррективы по мировому балансу сырья. Относительно других натуральных волокон сохраняется кажущееся равновесие. Однако, следует отметить, что в последнее десятилетие в мире стремительно растет спрос на текстильные материалы на основе ненаркотической технической конопли, где львиную долю рынка производства сырья и конечной продукции занимают азиатские страны, в основном Китай. Как утверждают авторы [3], эта лубяная культура по объему потребления в различных сферах жизнедеятельности стоит на одном месте с льняным волокном и может успешно использоваться отечественной текстильной промышленностью для изготовления качественных тканей и нетканых материалов.

Мировое потребление волокон и нитей в последнем году составило 4,4%, до 90,1 млн. т. Однако, приведенный ежегодный прирост оказался слабее, чем в 2012 году, когда по информации китайских источников [2] оно выросло более чем на 5,3%. Несмотря на это, оба значения выше среднего ежегодного прироста за предыдущий период, равного 3,5%. Упомянутый ход событий на рынке корреспондируется со среднедушевым потреблением в 12,7 кг/год, из которого 53% приходится на страны Азии и Океании, 19% – Америки, 9% – Европы, 4% – Африки, 3% – СНГ, 12% – остальные [10]. Не следуя традиционной схеме наших обзоров с рассмотрением отдельных видов химических волокон, остановимся подробнее на нынешней ситуации с основным ассортиментом текстильного сырья, независимо от его происхождения.

Производство штапельных волокон всех видов выросло в 2013 г. на 2,1%, до 53,5 млн. т. Составляя существенный сегмент в этом секторе, натуральные штапельные волокна, главным образом хлопок, лен и шерсть, поднялись на 1,1%, до 29,8 млн. т. Напротив, выпуск химических штапельных волокон, преимущественно целлюлозных (вискозные, лиоцелл, ацетатные) и синтетических (полиэфирные, полиакрилонитрильные, полиамидные, полипропиленовые и др.) увеличился на 3,5%, до 23,7 млн. т. В то же время, синтетические волокна показали рекордный рост на 1,2%, до 18,2 млн. т., с момента кризиса в 2008 году. Обрели свое место целлюлозные волокна, стабильно не снижающие свои объемы. Их прирост по сравнению с предыдущим годом на 11,8% (!), до 5,5 млн. т, подтверждает возврат к прогрессу, если принять во внимание, что выпуск за весь 2001 год составил 2,2 млн. т, т.е., за 12 лет оказался в 2,5 раза больше. Соответствующий рекордный уровень поддерживают полиэфирные (ПЭФ) и вискозные волокна. Из синтетических штапельных волокон ПЭФ поднялись на 1,2%, до 14,7 млн. т, остальные сохранили уровень 2012 года. Подъем целлюлозных волокон обусловлен в первую очередь значительным ежегодным приростом объемов вискозного штапеля, достигшим в последний год 14,1%, до 4,6 млн. т. Ацетатный малоразвесной жгутик,

РИС. 1. Мировой рынок волокон

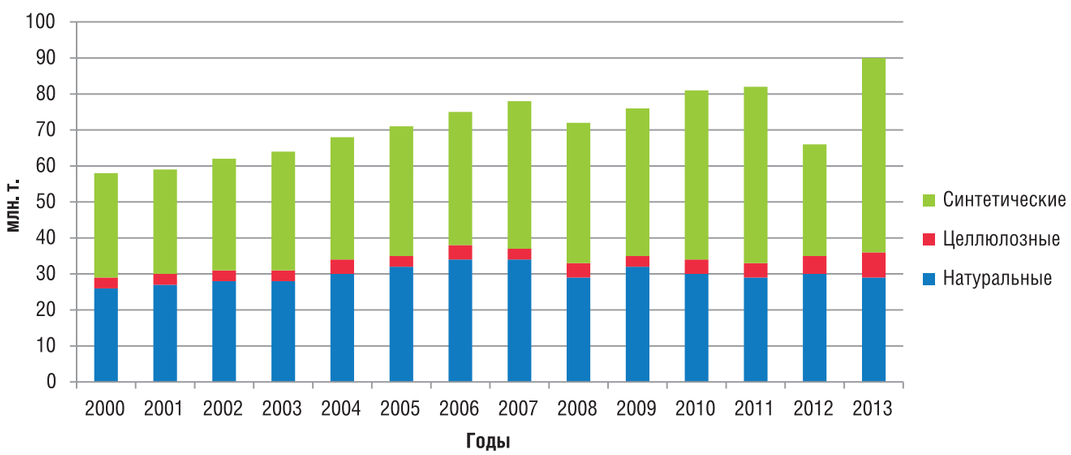
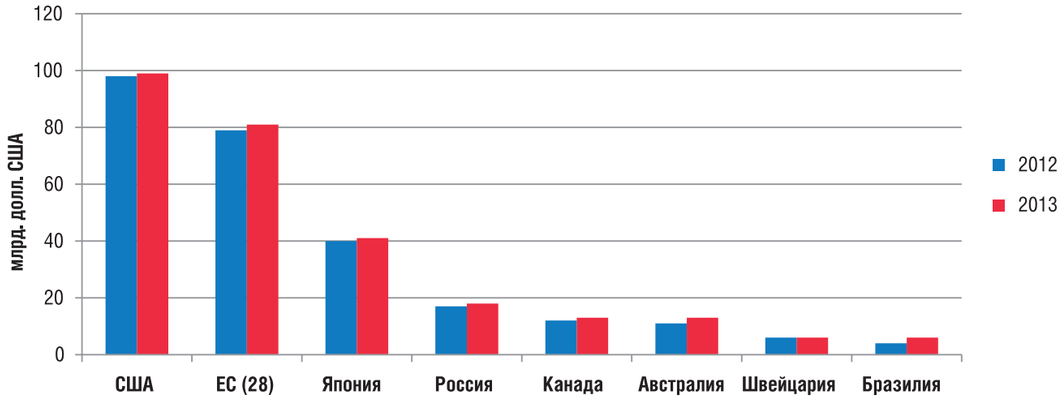
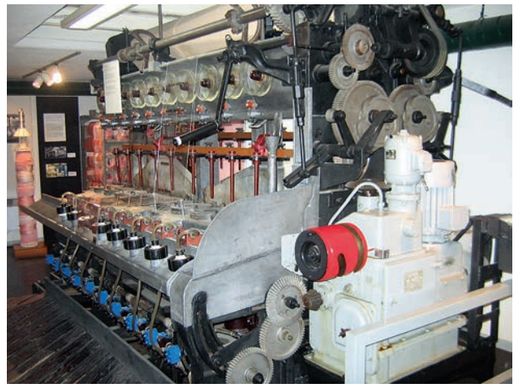


РИС. 2. Торговый дефицит текстиля и одежды по ведущим странам



господствующий в области изготовления сигаретных фильтров, увеличился на 2%, едва не достигнув в производстве 1 млн.т. Здесь упорно преодолеваются запреты на курение, которые иллюстрируются сообщениями ведущих изготовителей о падении продаж сигарет. Производители химических штапельных волокон обращают внимание на мощный ежегодный их прирост в Азии – на 4,4%, до 19 млн. т. И на американском континенте также отмечен положительный итог за 2013 г. – на 1,7%, до 1,7 млн.т, тогда как европейский опыт негативен – падение на 1,3%, до 2,6 млн. т.

Динамика роста производства всех видов комплексных нитей, как технического так и текстильного назначения, стабильно не ослабевает. В 2013 г. мировой объем увеличился на 7,9%, до 36,6 млн.т. Здесь явный лидер – ПЭФ нити с объемом 29,6 млн. т с вышесредним годовым приростом 8,5%. Вторые по масштабу полиамидные (ПА) нити также успешно развивались в 2013 г.: производство выросло на 7,8, до 4,2 млн. т, в то время как целлюлозных и полипропиленовых несколько сократилось. Другие нити, например, углеродные, спандекс, снова показали двузначный рост. В целом, 2013 г. масштабы роста в сегменте нитей текстильного назначения оказались весьма высокими: 8,5%, до 31,0 млн. т. И техническая/кордная нить по темпам роста практически не отстала: 6,7%, до 3,4 млн. т.



В то же время выпуск ковровой пряжи остается почти неизменным – немного выше 2,1 млн. т. Преобладающее господство на рынке натуральных и химических нитей – у Китая (72% мирового производства), далее следуют США (5%), Индия и Тайвань (по 4% каждая). Китайские производители в 2013 г. опять обошли всех по ежегодным темпам роста – 10,7% и, что удивительно, на втором месте оказались США – 6,7%. Напротив, Индия сократила выпуск химических нитей на 8,9%, до 1,4 млн. т, однако, местное производство хлопка и смешанной пряжи выросло на 11,6%, до 5,3 млн. т. Тайвань также внес небольшой вклад в снижение выпуска данной продукции – до 1,3 млн. т.

Согласно вызвавшей неудовольствие информации ВТО, экспорт текстиля (ткани, полотна и т.п.) и одежды в 2012 г. по точным расчетам составил менее 710 млрд. долл. США ($). Поток продаж из 26 стран и ЕС (28 стран) плюс регион НАФТА, согласно ежегодным исследованиям [2], показывает в 2013 г. объем экспорта с излишком в 610 млрд. $. Китайские производители смогли продвинуть свои ведущие позиции с ростом экспорта на 11,4%, до 284 млрд. $ при фактической продаже за последний год на сумму 257 млрд. $. Также успешно реализуется ежегодный экспорт текстиля и одежды в Турции и Бангладеш. В частности, в 2013 г. в первой он вырос на 8,7%, до 28 млрд. $, а во второй – на 11,2%, до 24 млрд. $. Среди группы ведущих стран-экспортеров этой продукции рекорд принадлежит Вьетнаму: годовой прирост составил 18%, до 20 млрд. $. В сфере текстильного сегмента вьетнамские производители ожидают существенного прогресса в рамках американо-азиатского партнерства (TTT – «Trans-Pacific Partnership»). В американском журнале «Fashion Industry Association» (USFIA) сообщается о многочисленных обсуждениях статуса этой организации. Интенсивно работающие производители одежды среднеиндустриальных стран имеют значительный торговый дефицит. Ситуация с торговым дефицитом в ведущих мировых державах, включая консолидируемую структуру ЕС (28), проиллюстрирована на рис. 2, из которого видно, что наибольший импорт этой продукции испытывают США, ЕС (28) и Япония, в меньшей степени Россия и другие страны.

Возвращаясь к химическим волокнам, отметим, что положение с ними в России, уступая на внутреннем рынке доперестроечному периоду почти в 5 раз, остается по-прежнему тревожным и далеко несопоставимым с тем, что творится в мире, где в предыдущее десятилетие темпы роста производства и потребления всех видов текстильных волокон, натуральных и химических, находились в среднем на уровне 5% (а для отдельных видов, например ПЭФ и целлюлозных – до 8–10%), приблизились в 2013 г. к фантастическому уровню – 90 млн. тонн. в год.

Судя по таблице 1, составленной на основе данных ООО «НИИТЭХИМ», можно говорить лишь о некоторых положительных тенденциях в части основных показателей текущего состояния с химическими волокнами в РФ, и не более того, поскольку их общий уровень (и не только по объемам выпуска, но и по ассортименту и качеству готовой продукции, загрузке мощностей, физическому и моральному износу оборудования, энергопотреблению, производительности труда, себестоимости, рентабельности и т.д.) значительно уступает современным предприятиям за рубежом, даже в тех регионах, на которые не обращали внимания в доперестроечный период, т.к. на этом направлении впереди СССР были только США, Япония и отчасти Китай. Эту безрадостную картину омрачает и тот факт, что в России сегодня 33,3% предприятий химволокон являются убыточными [4].

Как видно из приведенной таблицы, охватывающей все сферы интереса широкой аудитории к химическим волокнам, в 2013 г. по ним сложился полностью положительный баланс по сравнению с предыдущим годом: выросли (в %) спрос (1,9), потребление (1,6), производство (4,3), импорт (4,0) и экспорт (5,8). Производство искусственных волокон упало из-за некоторого спада (1%) у ацетатного сигаретного жгутика в ООО «Сертов» (г. Серпухов). Производство вискозных штапельного волокна и ацетатных комплексных нитей, как не прискорбно, в России больше нет. Обозначенный в таблице 1 рост их потребления (40–50%) обеспечен за счет импорта (соответственно 9,3 и 2,7 тыс. тонн). Технические и кордные вискозные нити, по выпуску которых СССР занимал 1-е место в мире, а ныне успешно развиваемые в Китае, Германии и других странах, исчезли у нас совсем. Это, похоже, историческая ошибка.

По синтетическим волокнам в целом (таблица 1) наблюдается незначительный прирост спроса (1,7%) и потребления (1,1%), несколько больше производства (5,4%) и экспорта (10,9%), при малом снижении импорта (0,7%). Внутри синтетических волокон, выпущенных в 2013 г. российскими предприятиями, согласно таблице 2, преобладающее место занимают ПЭФ (57%), затем идут ПА и ПП.

По сравнению с 2012 г., доли ПЭФ и ПА несколько сократились, а ПП выросла более, чем на 3%. Конечно, манипуляция с этими цифрами не должна отвлекать внимание от главного – печального состояния отечественной промышленности синтетических волокон по сравнению с зарубежным уровнем [1]: импорт, как видно из таблицы 1, в 1,5 раза превышает производство и составляет 65% от потребления.

Относительное благополучие с ПЭФ штапельным волокном в 2013 г. (рост потребления и выпуска примерно на 5%) выглядит кажущимся, поскольку импорт его превышает производство более, чем в 2 раза, а последнее базируется в основном на переработке ПЭТ, получаемого при рециклинге бутылочных отходов с соответствующим качеством продукции, пригодной лишь для изготовления нетканых материалов (НМ) технического назначения [5]. Основной вклад здесь вносят (в тыс тонн): ОАО «Комитекс», г. Сыктывкар (22,5), ООО «Номатекс», Ульяновская область (7,0), ЗАО «РБ Групп», г. Владимир (15,0), ООО «Селена-Химволокно», Карачаево-Черкесия (5,0) и некоторые другие. Выпуск ПЭФ текстильных нитей в 2013 г. сократился на 31% из-за резкого падения (на 68%) их производства в ОАО «Тверской Полиэфир». В итоге импорт этой продукции, главным образом из Белоруссии (Светлогорское «Химволокно»), превышает собственный потенциал аж в 6 (!) раз. По техническим ПЭФ нитям картина еще хуже: 100%-ный импорт из Белоруссии (ОАО «Могилевхимволокно»), Китая, Ю. Кореи и др. регионов. И это при том, что уже более 5-ти лет в г. Волжском законсервировано оснащенное современным оборудованием производство ПЭФ нитей HMLS и НМ, мощностью 12 тыс. тонн в год, являющихся уникальным сырьем для промышленности

ТАБЛИЦА 1. Российская промышленность химических волокон в 2013 году

№ п/п	Виды волокон	Спрос		Потребление		Производство		Импорт		Экспорт	
		тыс.т	±%	тыс.т	±%	тыс.т	±%	тыс.т	±%	тыс.т	±%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Химические волокна	374,6	+1,9	351,4	+1,6	145,3	+4,3	229,3	+4,0	23,2	+5,8
1.	Волокна и нити искусственные	61,7	+3,2	59,0	+8,9	20,9	-1,6	40,8	+5,8	2,7	-21,8
1.1.	Штапельное волокно	59,0	+1,9	56,4	+3,4	20,9	-1,1	38,1	+3,7	2,7	-21,8
1.1.1.	Вискозное	9,8	+48,5	9,2	+41,0	0,4	-7,8	9,3	+52,6	0,6	+675,0
1.1.2.	Ацетатный жгут	49,2	-4,1	47,2	-1,7	20,5	-1,0	28,7	-6,2	2,0	-38,0
1.2.	Текстильные нити	2,7	+42,3	2,7	+42,3	–	–	2,7	–	–	–
1.2.1.	Вискозные	0,2	-21,3	0,2	-21,3	–	–	0,2	+65,0	–	–
1.2.2.	Ацетатные и диацетатные	2,5	+51,8	2,5	+51,8	–	–	2,5	+51,8	–	–
1.3.	Технические и кордные нити	0,03	-10,3	0,03	-10,3	–	–	0,03	-10,3	–	–
2.	Волокна и нити синтетические	312,9	+1,7	292,4	+1,1	124,4	+5,4	188,5	-0,7	20,6	+10,9
2.1.	Штапельное волокно	186,0	+3,2	180,6	+4,8	58,6	+5,2	127,4	+2,3	5,4	+42,4
2.1.1.	Полиамидное	1,08	-21,8	0,07	-88,2	1,06	-21,6	0,02	+36,4	1,01	+26,7
2.1.2.	Полиэфирное	172,7	+4,9	168,4	+4,1	52,6	+9,1	120,1	+3,2	4,3	+48,7
2.1.3.	Полиакрилонитрильные	6,8	-12,1	6,8	-12,1	0,2	+28,2	6,6	-12,8	–	–
2.1.4.	Полипропиленовые	5,2	-16,6	5,2	-16,3	4,6	-19,1	0,6	+20,2	0,04	-45,5
2.1.5.	Полиакрилонитрильный жгутик	0,2	-19,2	0,2	-19,2	0,2	-19,2	–	–	–	–
2.2.	Нити текстильные	46,2	-17,7	43,8	-17,8	16,7	-11,1	29,5	-21,9	2,5	-16,3
2.2.1.	Полиамидные	10,7	-27,3	9,2	-30,4	9,5	-2,1	1,2	-77,5	1,5	+1,0
2.2.2.	Полиэфирные	31,5	-2,6	31,1	-2,7	4,5	-31,1	27,0	+4,6	0,4	+1,8
2.2.3.	Полипропиленовые	3,5	-59,7	2,9	-61,3	2,7	-8,4	0,8	-86,6	0,6	-94,8
2.2.4.	Полиуретановые (спандекс)	0,5	+14,0	0,5	+14,0	–	–	0,5	+14,0	–	–
2.3.	Нити кордные и технические	52,0	+4,5	44,0	+3,1	25,1	-4,5	26,9	+14,6	7,9	+13,0
2.3.1.	Полиамидные	33,8	+6,1	25,9	+3,3	22,3	-5,1	11,5	+37,5	7,9	+16,2
2.3.2.	Полиэфирные	14,0	+4,7	13,9	+6,1	–	–	14,0	+4,7	0,1	-50,0
2.3.3.	Арамидные	1,566	+23,5	1,56	+23,1	0,58	+13,4	0,98	+30,4	0,01	100
2.4.	Полиэтиленовая мононить	0,06	-41,8	0,06	-41,8	0,06	-41,8	–	–	–	–
2.5.	Полипропиленовая пленочная нить	26,0	+36,0	21,4	+49,4	23,9	+39,2	2,1	+7,0	4,6	-4,4
2.6.	Прочие штапельные волокна и нити	2,6	+5,4	2,4	-2,4	–	–	2,6	+5,4	0,2	в 15 раз

РТИ и шин. Нынешний владелец этой установки «Газпром Химволокно», декларируя постоянно сроки ввода этой мощности, до сих пор топчется на месте, а российский рынок ждет [6]… Как видно из табл. 1, в 2013 г. заметно упали (в %) спрос (27,3), потребление (30,4), производство (2,1) и импорт (77,5) ПА текстильных нитей, причины чему, очевидно, лежат в недрах отраслей, ориентированных на закупку текстильных товаров за рубежом. Наоборот, ПА комплексные нити, предназначенные для технических нужд и шинного корда, по сравнению с 2012 г. показывают расширение спроса и потребления соответственно, на 6,1 и 3,3%. Несмотря на прирост этой продукции в ОАО «Куйбышевазот» (10,6%) и Щекинском ОАО «Химволокно» (13,4%), в целом, спад их выпуска на 5,1% произошел из-за значительного

снижения (35,9%) производственной программы в ООО «Курскхимволокно», находящегося в стадии существенной замены устаревшего прядильно-текстильного оборудования.

В то время, как для ПП штапельного волокна и текстильной нити, согласно табл. 1, отмечено крупное снижение (в %) их спроса (соответственно на 16,6 и 59,7), потребления (16,3 и 61,3) и производства (19,1 и 8,4), пленочные нити из этого полимера в 2013 г. показали заметный рост (%) спроса (36,0), потребления (49,4), производства (39,2) и импорта (7,0) при сокращении экспорта на 4,4%. Все это говорит о перспективности применения данной продукции в сельском хозяйстве, упаковочном секторе, при изготовлении ковров, армировании строительных материалов и мн. др. Поэтому значительное расширение объемов ее выпуска в ОАО «Каменскволокно» и ООО «Полипропилен», г. Балаково, соответственно на 23,2 и 37,9% за один год (!) вселяет определенную долю оптимизма.

Говоря о ростках нового, позитивного в испытывающей затяжной кризис промышленности химических волокон России (которую, кстати, никто сейчас практически не курирует во властных структурах страны, а ранее это было ВО «Союзхимволокно» – крупнейший главк в Минхимпроме СССР; в Госплане, других государственных ведомствах существовали специализированные подразделения, либо высокопрофессиональные чиновники по этому направлению), следует обратить внимание, пожалуй, на два предприятия: ООО «Завидовский текстиль», г. Тверь, и ОАО «Куйбышевазот», г. Тольятти, постоянно проводящих наращивание мощности и модернизацию производства, совершенствующих ассортимент и качество продукции с применением новейшего высокопроизводительного оборудования, преимущественно германской фирмы «Oerlikon Barmag».

«Завидовский текстиль» к настоящему времени приступил к монтажу 4-ой машины формования «VarioFil», после чего общая мощность по формованию предориентированных (POY) ПЭФ нитей составит 5280 тонн в год. При этом мощности по фрикционному текстурированию (DTY) составят 2100, а по пневмотекстурированию 1800 тонн в год, т.е. останутся избыточные объемы нитей POY в количестве 1380 тонн в год, вследствие чего предприятие планирует приобретение у упомянутой чуть выше фирмы еще двух машин фрикционного текстурирования (методом ложной крутки) типа eFK, отличающуюся от зарубежных аналогов удобными габаритами и компактностью, малой производственной площадью и удобством обслуживания, низким электропотреблением и высокой автоматизацией процесса.

На указанных мощностях освоен выпуск ПЭФ текстурированных нитей методом высокоскоростного

ТАБЛИЦА 2. Выпуск синтетических волокон в России в 2013 году

Годы	Полиэфирные		Полиамидные		Полиакрилонитрильные		Полипропиленовые		Другие	
	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%	тыс. т	%
2012	54,7	46,2	34,2	28,9	0,5	0,4	26,0	21,9	3,1	2,6
2013	57,0	45,7	32,9	26,4	0,4	0,5	31,2	25,0	3,3	2,4

формования, совмещенного вытягивания и ложной крутки в виде окрашенной (в массе – «мастербатч») и неокрашенной, с пневмосоединением (ПСН) и без оного, с направлением крутки «S» или «Z» и равновесной «SZ». Ассортимент фрикционно текстурированной нити довольно широк (дтекс/филаментность): 120/48, 167/48, 180/48, 245/70, 250/96, 330/96, 360/96 и 650/192 (330/96*2). Техническая характеристика нитей (прочность, удлинение, коэффициенты вариации, тепловая усадка, равномерность окрашивания и др.) отвечает мировым стандартам. Нить ПЭФ пневмотекстурированную титров 65/192, 80 (192, 210) и 85/192,210, неокрашенную, окрашенную и меланжированную, предприятие производит по ТУ 2272-00375726789-2009».

Акционеры ОАО «Куйбышевазот», которым с 2008 г. принадлежит ООО «Курскхимволокно», намерены в 2014 г. вдвое увеличить производство технической и текстильной нитей из ПА 6 за счет модернизации предприятия в г. Курске. Всего в закупку нового оборудования, предназначенного для полной замены действующего до сих пор, планируется до 2015 г. вложить 1,2 млрд. рублей. В рамках программы развития «Курскхимволокно» – первого завода синтетических волокон в СССР – до 2020 г. производство всех видов должно вырасти в 1,9 раза, в т.ч. ПА штапельного волокна, фиброволокна и кордной ткани[7].

Нынешнее бедственное положение отечественной промышленности химических волокон, безусловно, отражается на работе смежных отраслей, в первую очередь текстильной, резинотехнической, шинной, нетканых материалов, композитов и мн. др. Например, в швейной отрасли ввиду отсутствия собственного натурального сырья (хлопка), ранее ввозимого из среднеазиатских республик, все большее распространение получают ткани из синтетических и искусственных волокон. Согласно данным Минпромторга РФ [8], по итогам работы за 10 месяцев 2013 г. темп роста их производства в стране составил 54,9%. Однако, в качестве сырья здесь используются главным образом импортные химические волокна последнего поколения, которые практически не отличаются от натуральных. В ближайшее время их выпуск планируют наладить и в России. Но реализация этих планов пока ничем не подкреплена, в первую очередь, финансированием.

Довольно часто в различных источниках появляются сообщения о новых проектах создания производства ПЭТ и волокон на его основе, в частности в Кабардино-Балкарии («Этана»), Уфе («Объединенная нефтехимическая компания» и мексиканский холдинг «Alpek»), Ивановской области («Иврегионсинтез»). К настоящему времени лишь последний проект обнаруживает признаки жизни: определена сметная стоимость строительства, найдены инвесторы, проведен тендер на выполнение проектно-инженерных работ, выбрано место размещения производства 180 тыс. т. ПЭФ штапельного волокна и гранулята ПЭТ, определен ассортимент готовой продукции и т.п. Но в целом, движение «на месте», ранее декларированные сроки строительства предприятия по существу срываются.

Привлекательным и жизнеспособным выглядит проект, инвестированный турецкой компанией «Наргиз-текстиль» на сумму около 1,5 млрд. долл. США, строительства в Дагестане и Владимирской области текстильных фабрик по выпуску синтетических (ПА и ПЭФ) тканей, и не создавая таким образом сырьевой и экологической проблем в указанных регионах, а помогая им в организации рабочих мест и актуализации хозяйства [9]. Это – уже тема применения химических волокон, о которой можно долго говорить и писать. Сегодня намного важнее их производить в количестве и качестве, достойным традициям и нуждам России.

Литература

1. *Э.М. Айзенштейн// ж. Химические волокна, №1, 2014, стр. 3 – 10*
2. *Fibers and Filaments, the experts magazine, CEO Oerlikon Man-made Fibers, issue 18th may 2014, p. 30 – 33*
3. *Е.П. Лаврентьева и др.// Легпромбизнес Директор. -№2 (150), февраль 2014 г., стр. 10 – 11*
4. *А.В. Емельянова// Вестник химической промышленности. - №2 (71), апрель 2013 г., стр. 14 - 24*
5. *Э.М. Айзенштейн// ж. Neftegaz.ru, №3-4, 2014, стр. 78-81*
6. *The Chemical I., июль – август 2012 г., стр. 59*
7. *31.10.2013, Волокно Куйбышевазот*
8. *Газета «Комсомольская правда», выпуск от 19-26 декабря 2013г, стр. 11*
9. *Smart News, 07.06.2013 г.*
10. *Fibers and Filaments, the experts magazine, CEO Oerlikon Man-made Fibers, issue 17, January 2014, p. 5 – 10.*

Key words: *sinthetic fibers, staple fiber, textile yarns, polyamide fiber, viscose fiber, polypropylene fibers, corden and technical yarns.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

АПРЕЛЬ

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

15 – 17 апреля

Международный нефтегазовый Саммит

«Континентальный и Арктический Шельф»

Дубаи

20 – 23 апреля

Белорусская нефтегазовая неделя

Минск, Беларусь

21 – 23 апреля

18-я Международная выставка оборудования и технологий для добычи и обогащения полезных ископаемых

MiningWorld Russia

Москва

22 – 23 апреля

V международная практическая конференция

Pipeline-Tech

Атырау

24 апреля

Международная Конференция

«Обеспечение транспортировки нефти и газа на глобальные рынки углеводородов – 2015»

Москва

ufi Approved Event

12-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА СТРАН СНГ

RAO/CIS OFFSHORE 2015

12TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION FOR OIL AND GAS RESOURCES DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ARCTIC AND CIS CONTINENTAL SHELF

SEPTEMBER 15 – 18 СЕНТЯБРЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • ST. PETERSBURG

Генеральный спонсор ГАЗПРОМ

Официальный спонсор РОСНЕФТЬ

СЕКРЕТАРИАТ

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РЕСТЭК®

Тел.: (812) 320 9660, 303 8863

E-mail: geo@restec.ru, rao2@restec.ru

www.rao-offshore.ru

ЗАПАДНЫЕ САНКЦИИ БЕССИЛЬНЫ СОРВАТЬ ЭКСПОРТ РОССИЙСКИХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

TIME

Эндрю Топф

Несмотря на попытки Запада нанести ущерб российской экономике в ответ на вмешательство на Украине, экспорт энергоносителей из России (угля, нефти, газа и урана) продолжается без помех.

В 2012 г. Россия и США заключили контракт на поставки ядерного топлива в течение 6 лет и услуги по обогащению урана для US Enrichment Corporation в течение 9 лет. Согласно докладу The Jamestown Foundation, «если санкции США будут распространены

на российскую атомную промышленность, чуть ли не самый большой ущерб вполне может понести атомная индустрия США».

Впрочем, есть область, где санкции возымели существенный эффект, – разведка нефти и газа. Санкции бьют по долгосрочной деятельности России и будущим проектам, в том числе прокладке газопроводов, бурению на шельфе и оснащению СПГ-терминалов.

«Наверно, больше всего на данный момент потеряла ExxonMobil», – пишет автор, напоминая о ее сотрудничестве с «Роснефтью». В январе ExxonMobil сообщила в ежегодном отчете, что санкции стоили ей 1 млрд. долл. США.

В геополитическом плане санкции подстегнули разворот России к Китаю и Турции.

Санкции оправдали себя, ослабив рубль вдвое, подстегнув инфляцию и спровоцировав сокращение ВВП России. Но они также возымели эффект бумеранга. От санкций и контрсанкций пострадали американские производители мяса птицы, европейские компании, экспортирующие продукцию в Россию, и крупные нефтяные компании, которым пришлось свернуть геологоразведку.

РОССИЙСКИЙ ГАЗ ТЕЧЕТ НА ВОСТОЧНУЮ УКРАИНУ В РАМКАХ «ГУМАНИТАРНОГО» ЖЕСТА

TIME

Энди Талли

Россия утверждает, что она начала поставки газа в истерзанные войной регионы Восточной Украины, когда правительство в Киеве заявило, что больше не может доставлять туда топливо из-за тяжелых боев и разрушения газопроводных сетей.

Через несколько часов после сделанного 19 февраля «Нафтогазом» заявления российский премьер-министр Дмитрий Медведев сообщил на заседании правительства, что он дал указание Минэнерго и «Газпрому» подготовить «предложения об оказании гуманитарной помощи в виде поставок газа для нужд этих регионов, если Киевом не будут предприняты действия по газоснабжению по привычной схеме».

«Газпром» заявил, что он немедленно начал поставки газа на Восточную Украину.

По словам главы «Газпрома» А. Миллера, компания осуществляет подачу газа объемом в 12 млн. м^3 в день. Это дополняет 30 млн. м^3 газа в день, которые уже получает Украина, по данным С. Куприянова.

С тех пор как в сентябре 2014 г. был открыт трубопровод Вояны-Ужгород, через него поступило 0,6 млрд. м^3 газа из Венгрии и 3,6 млрд. м^3 из Словакии, в то время как импорт из России сократился на 80% – до 14,5 млрд м^3. В результате Украина сэкономила примерно 1,5 млрд. долл. США в 2014 г., покупая более дешевый газ у своих соседей.

ЕС ХОЧЕТ ПОКОНЧИТЬ С ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ МОЩЬЮ МОСКВЫ

Süddeutsche Zeitung

Даниэль Бресслер, Керстин Гаммелин

Еврокомиссар по энергетике М. Шефрович представит проект Энергетического союза, который в будущем улучшит позиции государств ЕС по отношению к России на энергетическом рынке и позволит избежать возможных перебоев с поставками энергоносителей. Т.о. Еврокомиссия возьмет энергетическую политику Евросоюза на себя, что, вполне возможно, вызовет сопротивление ряда стран, в том числе и Германии, ведь, согласно договору ЕС, энергетическая политика является суверенным правом каждой отдельно взятой страны.

Суть идеи в отмене границ между национальными энергетическими рынками стран Евросоюза. Необходимо снизить зависимость европейцев от поставок российских энергоносителей и привлечь на энергетический рынок новых инвесторов.

В будущем страны ЕС должны иметь единую позицию по отношению к поставщикам газа.

В экстренных случаях проектом предусмотрено создание добровольных объединений в целях совместного осуществления закупок, благодаря которым страны смогут договариваться о поставках на более выгодных условиях. «Ни одно государство ЕС не должно нести убытков от невыгодных для него договоров, которые обусловлены географическими или историческими причинами или же являются результатом его слабой позиции на мировой арене».

2015 МОРСКОЙ БИЗНЕС РОССИИ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ МОРСКОЙ ФОРУМ и ВЫСТАВКА
09-12 ИЮНЯ 2015 г.
г.СЕВАСТОПОЛЬ
СИ МБФ 2015

WWW.U-EXPO.BIZ
т. +7(978) 811-72-95
ф.+7(8692) 65-33-67

SIMBF
СИ МБФ

Генеральный Медиапартнер
Транспорт России

Медиапартнеры
Морские вести России
Морские порты
SHIP2SHORE
KOMPASS Connects business to business
Морской флот
МЭ международный экспедитор
ИКС
Neftegaz.RU
Transinfo
НТС
PortNews
МОРСКОЙ БИЗНЕС

Партнер
ТЕХФЛОТ

Организатор
U-EXPO Sevastopol

МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ ШУМОВОЙ ПРОГНОЗ

нефтегазоносности для малоизученных районов Арктики

Сиротинский Юрий Владимирович,
Заведующий сектором «Электрохимические преобразователи информации» ИФХЭ РАН, кандидат технических наук

Сунцов Андрей Евгеньевич,
Старший научню сотр, ИФХЭ РАН, канд. физтко-матем. наук

Арутюнов Сергей Львович,
Генеральный директор НТК АНЧАР, Канд. геолго-минерал. наук

УДК 553.04

РАССМОТРЕН ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО ШУМОВОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В МАЛОИЗУЧЕННЫХ РАЙОНАХ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ, СОЗДАНИЮ КОТОРОГО СПОСОБСТВОВАЛ БОЛЬШОЙ ОПЫТ, НАКОПЛЕННЫЙ В ИФХЭ РАН И НТК АНЧАР. В ОСНОВЕ ЭТОГО МЕТОДА ЛЕЖИТ ПРИНЦИП ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПОЛЕЗНОЙ ИНФОРМАЦИИ ИЗ СЛУЧАЙНЫХ ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ [1]. ЭТОТ МЕТОД ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СЕРВИСНЫХ РАБОТ ПО ПОИСКУ И РАЗВЕДКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (НГЗ) В СЛОЖНЕЙШИХ ПРИБРЕЖНЫХ РАЙОНАХ, ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ, А ТАКЖЕ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЕЙ. СУЩНОСТЬ МЕТОДА СОСТОИТ В ТОМ, ЧТО ПРОИЗВОДИТСЯ РЕГИСТРАЦИЯ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ ШУМОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, В КОТОРЫХ ПОСРЕДСТВОМ СПЕКТРАЛЬНОЙ ОБРАБОТКИ ВЫДЕЛЯЮТСЯ ИНФРАЗВУКОВЫЕ ШУМОВЫЕ ИЗЛУЧЕНИЯ НГЗ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ПЕРЕХОДА ФЛЮИДА В ПОРЕ (КАВЕРНЕ, ТРЕЩИНЕ) ИЗ ЖИДКОГО СОСТОЯНИЯ В ГАЗООБРАЗНОЕ И ОБРАТНО

Ключевые слова: *сейсморазведка; технология АНЧАР; ДШП-метод; «коэффициент успешности», нефтегазовая залежь (НГЗ); труднодоступные районы; залежь углеводородов; нефтегазовые микросейсмы; сейсмомодуль; естественный микросейсмический шум; инфразвуковой диапазон частот.*

Нефть и газ занимают ведущее место в топливном балансе и составляют основу современного технического прогресса. В настоящее время не существует альтернативного источника энергии, который мог бы в ближайшие десятилетия конкурировать с углеводородами по доступности, обилию, эффективности и безопасности. Устойчивый рост разведанных запасов нефти и газа является одним из главных стратегических факторов обеспечения энергетической безопасности страны.

На период до 2020 г. основными территориями проведения геологоразведочных работ, способными обеспечить восполнение минерально-сырьевой базы России, станут малоизученные районы Арктики, а также труднодоступные районы Восточно-Сибирской тайги.

В настоящее время как в России, так и за рубежом доминирующим геофизическим методом поисков и разведки нефти и газа остаётся сейсморазведка, которая, используя искусственное излучение (накачку энергии в геосреду) и регистрацию отражённых, преломлённых и рассеянных волн, определяет и картирует структуру глубинного строения среды, а также ожидаемые ловушки, в которых **может** находиться залежь углеводородов [2]. Однако, применение в этих районах дорогостоящих классических методов сейсморазведки при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ, весьма затруднено. При этом, «коэффициент успешности» сейсморазведки не превышает значения 0,5, **т.е. каждая вторая пробуренная скважина является непродуктивной.** Затраты на поисковые работы становятся сравнимыми с затратами на бурение скважин. Сейсморазведочные работы оказывают также значительное техногенное воздействие на окружающую среду, что существенно ухудшает экологическую обстановку в районе проведения работ.

Настоящая статья имеет своей целью дать корректное описание метода микросейсмического шумового прогноза нефтегазоносности.

В конце 90-х годов 20 века появился и стал успешно развиваться новый «прямой» метод поиска и разведки нефтегазовых залежей (НГЗ) – метод акустической низкочастотной разведки АНЧАР, который характеризуется существенным повышением «коэффициента успешности» до значений 0,8–0,85 **(т.е. только каждая пятая пробуренная скважина оказывается непродуктивной)**, а также высокой экспрессностью и значительным снижением техногенного воздействия на окружающую среду [3].

Экспериментальные лабораторные исследования акустических сигналов, возникающих в образцах горных пород, насыщенных нефтью, водой или газом, проведённые на специально созданных установках, моделирующих пластовые термодинамические условия, выявили неизвестные ранее особенности поведения волновых и импульсных процессов в насыщенных пористых и трещиноватых геологических средах [4]. Приведенные факторы позволяют уверенно говорить о том, что в нефтегазовой залежи перманентно происходят волновые процессы в широкой полосе частот [5].

Многократные экспериментальные и опытно-промышленные работы позволили сформулировать феномен эффекта АНЧАР: при возбуждении внешним искусственным или естественным полем упругих колебаний залежь углеводородов переходит в режим излучения собственных инфразвуковых волн – нефтегазовых микросейсм [6].

Проведённые наблюдения в условиях глубоких скважин, пробуренных в нефтенасыщенных и водонасыщенных частях пласта, показывают, что при облучении их акустическим полем происходит изменение интенсивности и спектрального состава в регистрируемом сигнале [7].

Принципиальным отличием от традиционной сейсморазведки является то, что технология АНЧАР определяет не структуру глубинного строения геосреды, а наличие или отсутствие излучения углеводородов на исследуемой площади.

На этапах становления технологии АНЧАР формировалась идеология представления о НГЗ как об упругой системе, которая под влиянием как естественных (поверхностные волны, тектонические процессы, микроземлетрясения), так и искусственных (например, сейсмовибраторы) воздействий излучает собственные шумовые инфразвуковые волны.

НГЗ находится в состоянии активного взаимодействия с окружающей геосредой и может как поглощать, так и излучать энергию воздействующих на неё полей.

Был сформулирован феномен метода АНЧАР, в соответствии с которым НГЗ является локальной неоднородностью в геосреде, представляющей собой порово-кавернозно-трещиноватую породу-коллектор, заполненную жидким или газообразным углеводородом. Эта система находится в динамическом равновесии, которое характеризуется накоплением и хаотическим во времени сбросом накопившейся энергии. При сбросе накопившейся энергии происходит излучение микросейсмических колебаний, называемых нами *нефтегазовыми микросейсмами.*

Спектр микросейсмических сигналов, излучаемых НГЗ, представляет собой узкополосный шум в виде колоколообразной аномалии в диапазоне частот 1,5–4,5 Гц, а положение частотного максимума характеризует вид флюида (нефть или газ).

Указанные аномалии наблюдались при различных литологических неоднородностях верхних горизонтов осадочного чехла, перекрывающих залежи УВ, при расположении залежи в карбонатных или терригенных нефтегазонасыщенных пластах различной толщины (минимальные толщины – первые метры, максимальные – более 1000 м) и на различных глубинах залегания нефтегазовых скоплений (от 0,7 до 6,5 км).

Программно-аппаратурный измерительный комплекс регулярно подвергается метрологической аттестации по линии ГОССТАНДАРТА по «Методике калибровки МК 09-15-2013», утверждённой Главным метрологом ФГУП ВНИИФТРИ, с выдачей Сертификата о калибровке.

Следует отметить, что все эксперименты по использованию технологии АНЧАР в реальных полевых условиях осуществлялись в режиме искусственной «накачки» геосреды.

В настоящее время около 40% территории России находится в малоизученных труднодоступных районах, где использование сейсморазведки весьма проблематично Арктическая зона, состоящая из районов побережья, транзитных зон и морского шельфа, является составной частью этой территории. Последним слабоизученным регионом планеты является Арктический шельф

– уникальная сокровищница полезных ископаемых. Учитывая, что в этих районах сосредоточены огромные запасы углеводородов, разведка, добыча и освоение нефти и газа должны развиваться опережающими темпами.

Огромный опыт, накопленный ИФХЭ РАН совместно с НТК АНЧАР позволил сформулировать физико – химический метод детектирования инфразвуковых шумовых полей (ДШП-метод) с повышенными технико-экономическими и экологическими характеристиками, в котором функции «накачки» механической энергии выполняет естественный микросейсмический шум, распространяющийся в геосреде, т.е. регистрируется «шум в шуме». При этом прогноз залежей углеводородов осуществляется в режиме длительного 3Д-мониторинга исследуемой площади.

ДШП-метод предусматривает выделение и анализ негауссовской составляющей 3Д-микросейсмического шумового поля нефтегазовой залежи на фоне естественного микросейсмического шума. Решается фундаментальная задача обнаружения «шума в шуме». Оригинальность полученных результатов подтверждается публикацией в научном журнале РАН /8/.

Негауссовская составляющая 3Д-микросейсмического шумового поля нефтегазовой залежи является весьма перспективным информативным параметром. Обработка данных длительного 3Д-мониторинга основана на использовании современной теории вероятностей и математической статистики. ДШП-метод, являясь дальнейшим развитием технологии АНЧАР, сохраняет все её преимущества пертед сейсморазведкой. При этом, в полной мере используются все характерные особенности вероятностной оценки случайных процессов.

Разработка ДШП-метода позволяет существенно расширить представления о феномене НГЗ, описываемом в технологии АНЧАР

Одной из основных гипотез, описывающих эффект ДШП-метода, является существование в залежи углеводородов локализованных областей, находящихся в метастабильном состоянии. При этом происходит спонтанное излучение, которое формирует дополнительный поток энергии в инфразвуковом диапазоне частот к естественному фоновому потоку. Этот дополнительный поток и является одним из проявлений эффекта ДШП-метода.

Весьма важным научным фактором является то, что в технологии АНЧАР регистрируются нестационарные проявления шума НГЗ, а в ДШП-методе регистрируются стационарные неискажённые воздействием сейсмовибратора) проявления НГЗ.

К настоящему времени сформулирована концепция ДШП-метода:

Модель Геологической Среды, в которой распространяются шумовые инфразвуковые микросейсмические колебания, можно представить как упругую систему, которая описывается дифференциальными уравнениями второго порядка. Эта система обладает упругостью, имеет эквивалентную массу, участвующую в переносе механической колебательной энергии и соответствующую диссипацию этой энергии.

Модель Нефтегазовой Залежи можно представить как локальную неоднородность в геологической среде в виде глубинного источника собственных шумовых инфразвуковых микросейсмических колебаний, который математически можно описать излучающим мультиполем. Для описания таких систем в основном используются следующие мультипольные источники:

- монопольные (изменение объёма, сжатие), имеющие сферическую диаграмму направленности;
- дипольные (перемещение, ускорение), имеющие косинусоидальную диаграмму направленности;
- квадрупольные (деформация, вращение), связанные с деформацией без изменения общего объёма.

Совокупность уравнений, описывающих **Геологическую Среду** и **Нефтегазовую Залежь**, в полной мере характеризуют принципиальные положения ДШП-метода.

При анализе шумовых полей в ДШП-методе используется хорошо развитый аппарат математической статистики и теории вероятности, описывающий случайные процессы, что позволило существенно повысить вероятность прогноза НГЗ.

Представление НГЗ в качестве очага микроземлетрясения позволяет при описании ДШП-метода использовать основные положения теории предсказания землетрясения [9].

Шумовые колебания, регистрируемые ДШП-методом на земной поверхности, составляют величины в доли нанометров.

В ДШП-методе устранены следующие недостатки технологии АНЧАР:

- ограниченность размеров района синхронной записи ввиду наличия магистральных кабелей, соединяющих каждый сейсмомодуль с пунктом регистрации;
- невозможность проведения работ в труднодоступных условиях;
- шумовой сигнал от НГЗ искажён влиянием излучателя;
- наличие экологической нагрузки на окружающую среду.

Сформулированы существенные особенности ДШП-метода:

- информационным сигналом является микросейсмический шум, распространяющийся в геологической среде.
- нефтегазовая залежь рассматривается как глубинный источник излучения собственных шумовых инфразвуковых волн – **нефтегазовых микросейсм**.
- «коэффициент успешности» прогнозирования залежи углеводородов имеет значение не ниже 0,8; **при этом лишь каждая пятая пробуренная скважина является непродуктивной**.
- возможность проведения полевых работ в любых труднодоступных прибрежных и морских районах
- полная автономность при проведении полевых работ,
- возможность осуществления качественной оценки вида флюида (нефть, газ).

Разработан программно-аппаратурный комплекс (ПАК), обеспечивающий регистрацию микросейсмического 3Д-поля,

РИС. 1. Схема программно-аппаратурного комплекса ДШП-метода

обработку зарегистрированных сигналов и построение карты прогностического поля нефтегазовой залежи.

ДШП-метод включает в себя:

- совокупность нескольких уникальных малогабаритных трёхкомпонентных инфразвуковых измерительных сейсмомодулей, используемых при проведении полевых работ. Каждый измерительный сейсмомодуль представляет собой автономное регистрирующее программируемое устройство с контроллером управления, фильтрацией шумов, системой команд и памятью, способное проводить измерения по заранее заданной оператором программе без участия внешнего управления. При этом каждая из компонент характеризует сугубо специфические особенности излучающего пространства, что позволяет существенно повысить вероятность определения наличия НГЗ на исследуемой площади.
- комплекс аппаратуры для проведения камеральной обработки зарегистрированных сигналов оснащённый алгоритмами, описывающими случайные процессы, которые обеспечивают необходимую вероятность прогноза НГЗ, алгоритмами стохастической обработки многоточечных шумовых микросейсмических сигналов, программами извлечения сигналов от НГЗ из шумовых хаотических сигналов, аппаратом математической статистики и теории вероятности. В конечном счёте, камеральная обработка завершается построением карт энергетической активности залежи углеводородов, расположенной на исследуемой площади и рекомендацией мест расположения скважин, намеченных для последующего бурения.

Программно-аппаратурный комплекс ДШП-метода может быть эффективно использован как в наземных, так и в морских условиях.

На рис. 1 приведена схема программно-аппаратурного комплекса ДШП-метода.

РИС. 2. Блок-схема программно-аппаратурного измерительного комплекса ДШП-метода

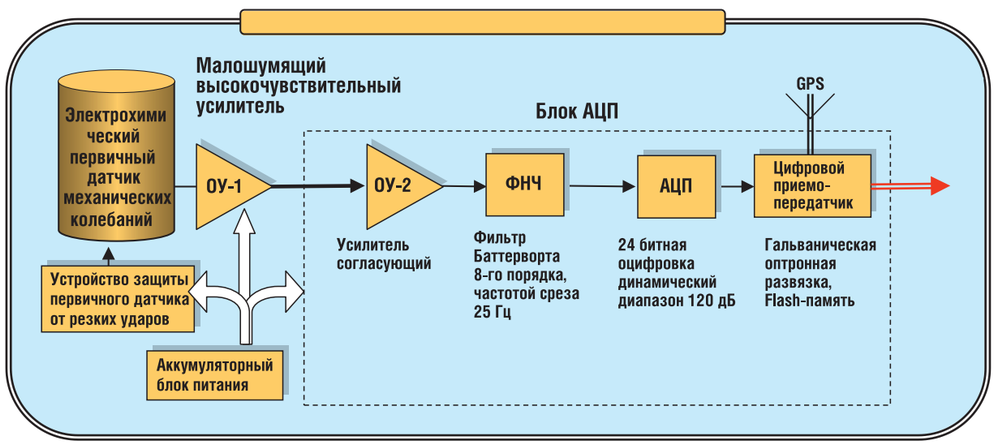


РИС. 3. Программно-аппаратурный измерительный комплекс ДШП-метода

Сертификат калибровки

Наземный аппаратурный комплекс

Морской аппаратурный комплекс

На рис. 2 приведена блок-схема программно-аппаратурного измерительного комплекса ДШП-метода.

На Рис. 3 приведена схема наземного и морского варианта использования ДШП-метода.

Некоторые результаты применения

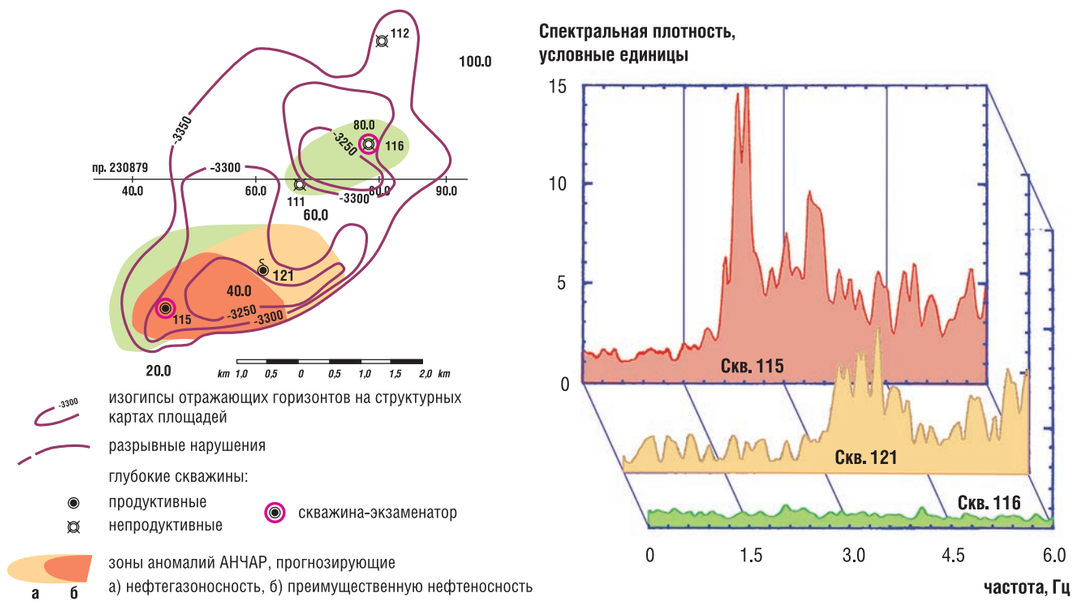
На рис. 4 приведен результат прогноза ДШП-методом на одной из эталонных площадей. На этой площади по прогнозам сейсморазведки было подготовлено к бурению 4 скважины: №№ 121, 115, 116 и 111. Прогноз ДШП-методом был начат, когда скважина № 121 на этой площади уже была пробурена и являлась «первооткрывательницей», остальные скважины подготавливались к бурению.

Проведенный прогноз ДШП-методом показал следующее: скважина № 121 подтвердила продуктивность, скважина № 115 должна быть продуктивной; скважины №№ 116 и 111 должны быть непродуктивными

Результаты прогноза, полученные по ДШП-методу, приведенные на прилагаемых спектральных кривых, показали: прогноз по скважине № 115 впоследствии подтвердил данные сейсморазведки – продуктивность; а последующее бурение скважин №№ 116 и 111 не подтвердили данные сейсморазведки – оказались непродуктивные. Таким образом, прогноз по ДШП-методу составил 100%, а прогноз по данным сейсморазведки составил 50 %.

На рис. 5 приведен наземный вариант использования (Сахаровская площадь): скв. 328

РИС. 4. Вариант полевых работ по прогнозу нефтегазовых залежей ДШП-методом



характеристика эталонной площади

спектральные кривые

РИС. 5. Примеры использования технологии АНЧАР. Южная часть Бузулукской впадины

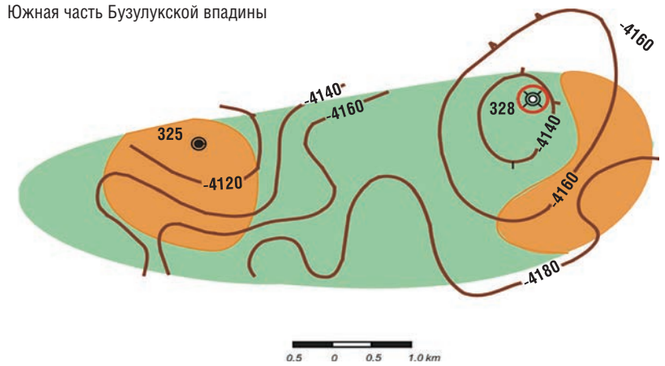
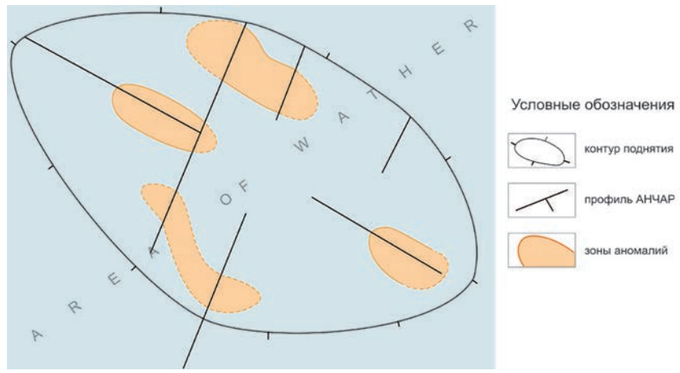


РИС. 6. Примеры использования технологии АНЧАР. Коспийский шельф



была пробурена по данным сейсморазведки на восточном крыле восточного купола вне зоны аномалии АНЧАР и оказалась «сухой».

На рис. 6 приведен морской вариант использования (Тюб-Караган): в пределах перспективной структуры методом АНЧАР отмечены слабые аномальные зоны. Бурение в своде структуры подтвердило сделанный вывод: скважина оказалась сухой.

Заключение

1. Сформулирована концепция **ДШП-метода** (детектирование случайных микросейсмических полей, источником которых являются физико-химические процессы, протекающие в объеме нефтегазовой залежи).
2. Разработаны и изготавливаются автономные векторные инфразвуковые трёхкомпонентные программно-аппаратурные комплексы, которые в совокупности с базовым пунктом регистрации на основе полевого миникомпьютера типа Notebook с набором специализированных программ осуществляют длительную запись в режиме мониторинга, анализ и экспресс-обработку полученных данных
3. Разработан и создан комплекс оригинальных специализированных программ обработки и анализа микросейсмических инфразвуковых шумовых сигналов, использующий современные статистические методы цифровой обработки шумового сигнала..
4. Произведена оценка возможности осуществлять регистрацию нефтегазовых микросейсм, излучаемых НГЗ, с помощью трёхкомпонентных сейсмомодулей, которая позволяет классифицировать их и выделять на фоне проходящих микросейсмических волн, характеризующихся как помехи с высокой прогностической эффективностью геологоразведочных работ (коэффициент «успешности» 0,8–0,85).
5. Приведены некоторые результаты по применению ДШП-метода.
6. Применение ДШП-метода в труднодоступных и сложных условиях малоизученных районов Арктики позволит значительно повысить эффективность поиска и разведки, а также ускорить открытие и освоение новых как наземных, так и морских месторождений нефти и газа.

Мы открыты для сотрудничества и надеемся, что наш метод окажется востребованным нефтегазовой отраслью России. Эта надежда обусловлена неизбежным предстоящим выходом геологоразведки в труднодоступные перспективные районы, а также необходимостью повышения оперативности, экологической безопасности и экономической эффективности проведения геологоразведочных работ.

Литература

1. *Тимашев С.Ф. Фликкер – шумовая спектроскопия. Москва, Физматлит, 2007. С 22–29.*
2. *Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка, Тверь АИС, 2006. С. 19–22.*
3. *Технологии сейсморазведки, № 1, 2010. С. 93.*
4. *Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудно извлекаемыми запасами: М., ОАО ВНИИОЭНГ, 2008. С. 85.*
5. *Кузнецов О.Л. и др. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых сред, М., ВНИИгеоинформсистем, 2004. Т. 11, с. 353–360, т. 111, с. 206–222.*
6. *Научное открытие № А-129.*
7. *Дрягин В.В., Иголкина Г.В. Применение метода акустичского воздействия для восстановления проницаемости насыщенности коллекторов: Материалы 1 Всероссийской геофизической конференции-ярмарки Техеоэкогеофизика, 2002.*
8. *Графов Б.М. О мере негауссовости почти гауссовского электрохимического шума. Электрохимия, 2014 Т. 50, № 5, с. 548–553).*
9. *Т. Рикитаке. Предсказание землетрясений. Издательство «МИР». Москва 1979. С. 283–345 г.*

Key words: *Seismic exploration; technology ORO; ASR-method; "success rate", the oil and gas reservoir (NHP); remote areas; hydrocarbon reservoir; oil microseism; seismometer; natural microseismic noise; infrasonic frequency range.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

При высоких ценах на нефть ОПЕК не снизит добычу

ОПЕК не будет рассматривать вопрос о возможном снижении добычи, пока мировые цены на нефть находятся выше уровня в 50 долл США/барр, заявил генеральный секретарь картеля Аднан Шихаб-Эд-Дин 1 марта 2005 г. ОПЕК может даже увеличить добычу, «если новые данные покажут, что рынку нужно больше нефти». Ранее ОПЕК говорила, что может пойти на снижение уровня добычи на 1 млн. барр в сутки из-за прогнозируемого на весну мирового перепроизводства сырья, которое достигнет 1,4–1,5 млн. барр в сутки.

• Комментарий Neftegaz.RU

ОПЕК на сессии в Вене 27 ноября 2014 г. приняли решение сохранить нынешнюю квоту на добычу нефти в 30 млн. барр/сутки.

Ирак не раз заявлял, что справедливая цена на нефть составляет 150 долл США/барр и заявлял, что существует предложения в объеме 1 млн барр/сутки, с чем никогда не соглашались саудиты.

Страны ОПЕК в январе 2011 г. добывали около 30 млн. барр/сутки, при спросе 29 млн. барр/сутки. Переворот, закончившийся свержением М. Каддафи и существенным снижением поставок ливийской нефти, показывает, что избыток есть.

В нефтепереработку хлынут инвестиции

Инвестиции в нефтеперерабатывающую отрасль России до 2010 г. составят 131 млрд. руб. В предыдущем, 2004 г., было инвестировано 29,2 млрд. руб., переработано 195 млн. т нефти при установленной мощности заводов в 263 млн. т. В 2005 г. объем переработки нефти возрастет до 197 млн. т. Фактически добыча нефти

в России значительно превышает заложенные в Энергетической стратегии РФ параметры. Так, в 2005 г. в стране планируется добыть 485 млн. т, тогда как в Стратегии заложен показатель в 445 млн. т.

• Комментарий Neftegaz.RU

Инвестиции на 2015 г. пока запланированы на уровне 125 млрд. руб.

Инвестиции в модернизацию российских НПЗ по итогам 2014 г. составят 299 млрд. руб.

По итогам 2014 г. на российских НПЗ должны быть реконструированы и введены в эксплуатацию 13 производственных установок, в 2015–2019 гг.

Объемы переработки НПЗ в России к 2030 г. могут составить 320 млн. т/год.

Согласно докладу главы Минэнерго России А. Новака, к 2020 г. прогнозируется увеличить установочную мощность переработки нефти до 400 млн. т/г.

Инвестиции в российскую нефтепереработку к 2015 г. могут составить 1 трлн. руб., объем добычи нефти в 2014 г. вырос на 0,6%, достигнув отметки в 526,6 млн. т, а ее экспорт, наоборот, упал до 229,5 млн. т. Это при том, что инвестиции в сферу отечественной нефтепереработки за 2014 г. составили 290 млрд. руб.

Будет создана национальная НГ-компания по освоению шельфа РФ

МПР рассматривает возможность создания национальной нефтегазовой компании для освоения шельфа РФ. Об этом 29 марта 2005 г. сообщил министр природных ресурсов Ю. Трутнев. В настоящее время уже разработана программа проведения аукционов на право разработки шельфовых месторождений. Однако одной программы недостаточно, необходимо вносить изменения в законодательство, в частности дорабатывать существующий закон «О соглашениях о разделе продукции».

Говоря о сроках, в течение которых на континентальном шельфе РФ можно будет достичь существенных объемов добычи, министр отметил, что это возможно, по оптимистичному сценарию, через 10–15 лет.

• Комментарий Neftegaz.RU

К 2015 г. единая госкомпания, ориентированная на разработку шельфовых месторождений, так и не создана. С 2008 г. допуск на шельф имеют только компании, подконтрольные государству и обладающие опытом работы на шельфе не менее 5 лет.

Фактически работа на шельфе РФ разрешена только Газпрому и Роснефти.

9 февраля 2015 г. стало известно, что депутаты Астраханской области при поддержке коллег из Ненецкого АО внесли в Госдуму поправки к закону о недрах, которые позволят частным нефтекомпаниям вести добычу на шельфе.

ufi Approved Event

MIOGE

13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ

ПАРТНЕРЫ
ГАЗПРОМ
РОСНЕФТЬ

23–26 ИЮНЯ 2015
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

23–25 ИЮНЯ 2015
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

www.mioge.ru
www.mioge.com

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

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

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

Представители компании «Газпром» на стенде на выставке WPC

И. Копсов

Участники энергетического форума

Стенд компании WTEC на выставке RUSSIA POWER И HYDROVISION RUSSIA

А.Шкурин

Участники конференции Шельф России

Kioge-2014, Стенд ТМК

К. Каретникова

В. Витоженц

Участники конференции Энергетическая стратегия

С. Покровский

О.Соколов

Участники Форума Собственная генерация на предприятии

Представители РЭП холдинга на выставке RUSSIA POWER и HYDROVISION RUSSIA

Участник выставки Russia Power

Kioge-2014, Стенд «Транснефть»

Ю. Подольский

Ю. Ампилов

Стенд компании Siemens на выставке RUSSIA POWER И HYDROVISION RUSSIA

С. Хасанов, А. Матвеев

Э. Аванян

Стенд Союза Энергостроительный холдинг на выставке RUSSIA POWER и HYDROVISION RUSSIA

Участники конференции Сырьевой вектор развития газотефтехимии

Стенд компании Magnetrol на выставке RUSSIA POWER и HYDROVISION RUSSIA

А. Шаров

КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

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

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг, так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

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

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

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

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

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*

3. *Сырье и материалы в НГК*

4. *Нефтепродукты, нефть и газ*

ЕМКОСТИ ПОДЗЕМНЫЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ

ТУ 3689-010-57439299-07

2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*

2.2. *Транспортировка и хранение*

2.2.8. *Прочее*

Емкость подземная дренажная с подогревателем (ЕПП) и без подогревателя (ЕП) предназначена для слива остатков светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата, в том числе в смеси с пластовой водой из технологических сетей (трубопроводов) и аппаратов во всех отраслях промышленности, при содержании H2S в газовой фазе не более 1,8 % объемных. Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150.

Емкости имеют две горловины со съемными крышками для размещения технологического оборудования и доступа внутрь емкости для очистных и профилактических работ (штуцеры А и Б) внутренней поверхности, очистки, промывки, продувки и ремонта и должна соответствовать требованиям ОСТ 26-291-94 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия», ПБ 03-584-03 «Правила проектирования, изготовления и приемки сосудов и аппаратов стальных сварных».

Емкости оборудуются двумя хомутами для крепления к фундаменту. Для удобства проведения монтажных и такелажных работ емкости имеют места строповки, позволяющие проводить такие работы.

Емкость может комплектоваться:

- электронасосным агрегатом во взрывозащищенном исполнении;
- манометром;
- термоэлектрическим преобразователем;
- уровнемерами, а также приборами регулирования уровня жидкости и (или) средствами автоматического отключения подачи и откачки жидкости при повышении и снижении заданного уровня;
- системой блокировок, защиты и сигнализации;
- запорной или запорно-регулирующей арматурой.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И РАЗМЕРЫ

Объем, м³	5	8	12,5	16	20	25	40		63
Конструктивное исполнение	1							2	
D, мм	1600	2000			2400				3000
L, мм	2755	2900	4300	5400	4850	5950	9250		9465
H, мм	4925							5235	5240
S, мм	8								10
S1, мм	8							10	
h, мм	1700	1300			900			1600	1000
h1, мм	450	600			800				1100
L1, мм	2400		3800	4900	4200	5300	8600		
l, мм	1050		1620	2350	1750	2700	5840		
l1, мм	700		730	1000					
l2, мм	500		1020				1220		
l3, мм	–		1900	2450	2100	1765	1700		
l4, мм	–					1765	1950		
l8, мм	1650	2050			2450				3050
l9, мм	450	570			680				850
n	–					1	3		
Площадь поверхности нагрева, м³	1,36	1,84	2,75	3,33	2,9	3,9	6,12		6,22
Масса, кг									
Емкость типа ЕП	2210	2510	3120	3555	3770	4360	6055	6285	8960
Емкость типа ЕП	2250	5280	3205	3650	3860	4465	6215	6445	9125

МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЕМКОСТЕЙ

Темп-ра эксплуатации наружная, °С	до минус 20	до минус 40	до минус 60
Материал основных деталей	ст.3 ГОСТ 380-94	09Г2С-6 ГОСТ 5520-79	09Г2С-9 ГОСТ 5520-79

ХАРАКТЕРИСТИКА ШТУЦЕРОВ

Обозначение	Назначение	Обозначение
А	Люк-лаз Ду 800	Ж
Б	Для насоса	З
В	Вход продукта	И
Г	Выход продукта	К
Д	Выход продукта аварийный	Л
Е	Вход пара	М

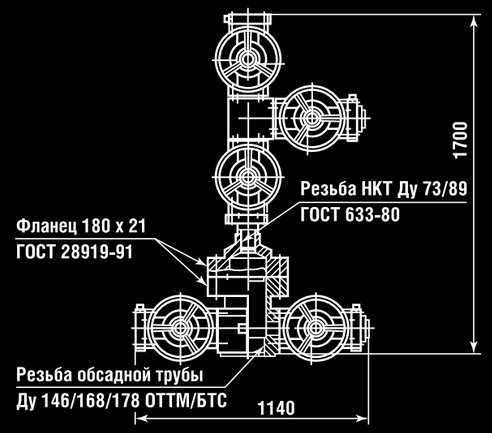
КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЕМКОСТЕЙ

Исполнение	1	2
Длина погружной части насоса, м	3,0	3,7

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЕМКОСТЕЙ

1. Рабочее давление, МПа, не более	0,07
3. Рабочая температура среды, °С	от минус 15 до + 80
4. Класс опасности рабочей среды по ГОСТ 12.1.007	2,3 и 4
5. Среда в подогревателе	водяной пар

АРМАТУРА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ АН3-65Х35



1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1. *Оборудование для добычи нефти и газа*

1.1.1.9.3. *Арматура прочая*

Арматура нагнетательная предназначена для установки на устье нефтяных нагнетательных скважин с целью герметизации устья, контроля и регулирования отбора нефти, а также для проведения технологических операций, исследовательских и ремонтных работ в районах с умеренным и холодным климатом по ГОСТ 16350-80 при температуре окружающего воздуха от -60°С до +40°С.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Рабочее давление, мПа	35 (14;21)
Ствол елки, мм	65
Условный проход, мм боковых отводов елки	65 (50)
Резьба	нкт ду 73\89 ГОСТ 633-80
Фланец	180 х 21 ГОСТ 28919-91
Резьба обсадной трубы	ДУ 146\168\178 оттм\бтс

КОМПРЕССОРЫ ВИНТОВЫЕ

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1. *Оборудование для добычи нефти и газа*

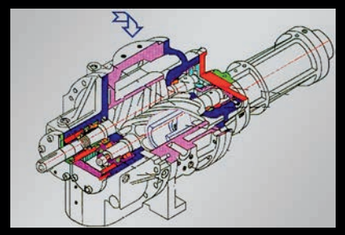
1.1.7. *Насосное, вентиляционное и компрессорное оборудование*

Винтовые компрессоры применяются в машиностроении, судостроении, энергетике, металлургии и других сферах промышленности, а также в химии и фармацевтическом производстве.

Основными конструктивными элементами винтового компрессора являются: корпус; двигатель; компрессорный винтовой блок; фильтры – всасывающий и масляный; маслоотделитель; маслоохладитель; концевой воздухоохладитель; система управления и контроля; термостат, реле давления, предохранительный клапан и другие вспомогательные элементы; воздушный и масляный трубопроводы.

Винтовой компрессор для обеспечения более стабильного режима работы и улучшения качественных характеристик сжатого воздуха может оснащаться воздухосборником (ресивером). Кроме того, ресивер выполняет функцию охлаждения сжатого воздуха. Повысить эффективность компрессорного оборудования винтового типа дает использование частотно-регулируемого привода. Применение электронных блоков управления на основе современных микропроцессоров обеспечивает надежный контроль над основными эксплуатационными параметрами компрессоров.

Винтовой блок состоит из скрепленных между собой двух роторов с зубьями (лопастями). Первый из них соединяется с двигателем и имеет выпуклую нарезку, второй – вогнутую. В



корпусе предусмотрены камеры нагнетания и всасывания. Перед поступлением в винтовой блок воздух очищается во всасывающем фильтре. Затем через клапан подается в полость сжатия, в которой смешивается с маслом. Воздушно-масляная смесь сжатия в винтовом блоке и направляется в маслоотделитель. После отделения от масла сжатый воздух передается на выход компрессорной установки, а затем к потребителю. Масло фильтруется и при необходимости охлаждается, а затем по масляному трубопроводу вновь возвращается в винтовой блок.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА HUSQVARNA DMS 160 A (1,55 КВТ, 230 В, 51100 об/мин)

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1.1. *Буровое оборудование и инструмент*

1.1.1.2. *Буровые установки и их узлы*

DMS 160 A небольшая, но мощная бурильная установка. Идеальный выбор для выполнения небольших бурильных работ диаметром до 100(120) мм. Подходит для бурения серий отверстий, для бурения вблизи стен и в углах, прокладки сантехнических труб, коммуникационных

Все алмазные сверлильные установки серии DMS представляют собой небольшие, но мощные бурильные машины с собственной стойкой, встроенной муфтой скольжения и электронным индикатором нагрузки (тока). Данная установка поставляется в трех вариантах: Gyro, A и AT. Модель DMS 160 Gyro снабжена телескопической стойкой и обладает такой же универсальностью, как и остальные системы Husqvarna Gyro. DMS 160 AT можно поворачивать и наклонять, соединение колонны и основания производится быстро, модель DMS 160 A является самой простой из ряда и крепится одним анкерным болтом.

Индикатор нагрузки позволяет осуществлять бурение с максимально возможной нагрузкой для большей производительности.

DMS 160 A снабжена фиксированной на основании колонной и пазом под анкеровку.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Двигатель, потребляемая мощность	1550 Вт
Напряжение	230 / 110 В
Количество фаз	1
Потребляемый ток	6 / 13 Ампер
Скорость вращения шпинделя при полной нагрузке	1100 об./мин
Номинальная выходная мощность, Вт	0/950 Вт
Номинальный ток, А	6/13 Ампер
Максимальный диаметр бурильной коронки	120 мм / 4,7 дюйм
Общий вес	10,5 к

ОДНОШТРОПНЫЙ ЭЛЕВАТОР ЭС

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1. *Оборудование для добычи нефти и газа*

1.1.9.2. *Элеваторы*

Грузоподъемное приспособление, предназначеное для захвата под муфту или замки и удержания на весу колонны труб в процессе спуско-подъемных работ, при освоении и ремонте нефтяных и газовых скважин. Элеватор предназначен для эксплуатации в холодных и умеренно-холодных микроклиматических районах ГОСТ 15150-SS при температуре от -50 до +40 °С.

Элеватор ЭС выпускается методом штамповки при изготовлении корпусов и челюстей захватов, что позволяет повысить прочность изделия за счет более ровной структуры металла. Поставляется в комплекте с захватами Ш 60, 73, 89 мм.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ		
Параметр	ЭС-60М	ЭС-80М
Грузоподъемность, кН (т)	600 (60)	800 (80)
Типоразмер захватываемых труб ГОСТ 633-80	89, НКМ-89, В-89	89, НКМ-89, В-89
	73, НКМ-73, В-73	73, НКМ-73, В-73
	60, НКМ-60, В-60	60, НКМ-60, В-60
	48, В-48	48, В-48
	42, В-42	42, В-42
	33, В-33	33, В-33
Габариты, мм Длина Ширина Высота	 294 250 590	 294 250 590
Масса, кг	38	38

ЭЛЕВАТОР ЭХЛ

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1. *Оборудование для добычи нефти и газа*

1.1.9.2. *Элеваторы*

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ					
Параметр	ЭХЛ 33-25	ЭХЛ 48-25	ЭХЛ 60-25	ЭХЛ 73-40	ЭХЛ 89-50
Грузоподъемность, кН (т)	250 (25)	250 (25)	250 (25)	400 (40)	50 (500)
Условный диаметр захватываемых труб, мм	33	48В 48	60В 60	73В 73	89В 89
Габариты, мм длина ширина высота	 340 130 98	 340 130 98	 375 157 110	 375 155 130	 435 172 150
Масса, кг	12	11	21	24	33

Предназначен для подъема, удержания в подвешенном состоянии и спуска насосно-компрессорных труб ГОСТ 633-80 и бурильных труб ГОСТ 631-75. Эксплуатируются в холодных и умеренно-холодных макроклиматических районах ГОСТ 15150-69 при температуре от -50° до +40°С.

КАРОТАЖНЫЙ ПОДЪЕМНИК ПКС-5

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1.1. *Оборудование для переработки нефти и газа*

1.1.1. *Транспортное и подъемное оборудование (см. Специальные транспортные и грузоподъемные средства*

1.3.6.4. *Подъемники с электролебедкой*

Предназначен для проведения спуско-подъемных операций при геофизических исследованиях в скважинах на нефть и газ глубиной до 5 000 м.

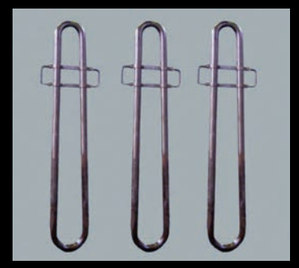
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Полная масса, кг	13 450
Двигатель	ЯМЗ-236НЕ2, дизельный с турбонаддувом
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	169 (230)
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Вместимость барабана лебедки, м	5 200
Габаритные размеры, мм	8 020 x 2 550 x 3 750
Диапазон скоростей движения кабеля на среднем диаметре намотки на барабан, м/ч	40 – 8 500
Максимальное тяговое усилие кабеля на первых 2-х рядах намотки на барабане, кН	60
Наибольший диаметр геофизического кабеля, мм	12,3
Напряжение питания электрооборудования, В	110, 220 (220 или 380 для кондиционера)
Потребляемая мощность, кВт	5
Род и частота потребляемого тока	переменный трехфазный ток частоты 50 Гц с глухо-заземленной нейтралью
Способ укладки кабеля	автоматический с корректировкой
Тип привода лебедки	механический

ШТРОП ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ШЭ-28

1. *Оборудование и инструмент в НГК*

1.1.2.2. Оборудование и инструмент для подземного ремонта скважин

1.1.2.2.11. Штропы эксплуатационные



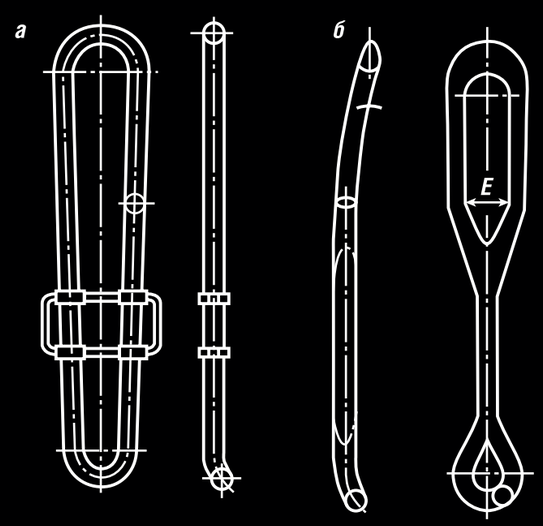
Штропы эксплуатационные ШЭ-28 предназначены для подвешивания элеваторов к крюкам талевых систем в процессе спускоподъемных операций при капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин.

Штропы ШЭ-28 предназначены для использования в умеренном и холодном макроклиматических районах по ГОСТ 16350-80.

Штроп эксплуатационный ШЭ-28 представляет собой замкнутую стальную петлю овальной формы, вытянутую по одной оси. Изготовлен из круглой заготовки (сварной). На нижнем конце штропа ШЭ-28 имеется ручка для удобства и безопасности работы с ним.

Штропы ШЭ-28 используются в паре. Верхними концами он подвешиваются на зев или рога крюка талевого блока, а нижними концами заводятся в проушины элеватора, осуществляя тем самым связь между крюком и элеватором.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Грузоподъемность комплектной пары штропов, тс	28
Диметр поперечного сечения, мм	35
Расстояние между струнами штропа, мм	120
Габаритные размеры штропа, мм длина ширина	 860+10 230+10
Масса полного комплекта, кг, не более	30



ВИНТОВОЙ КОМПРЕССОР

1. *Нефтепромысловое оборудование*

1.1.2.4. Оборудование для активного воздействия на пласт

1.1.2.4.10. Винтовые компрессоры

Компрессор стационарный электрический винтовой с воздушным ресивером на 270 литров

Компрессоры подойдут для оснащения небольших производственных участков, автомалярных мастерских, шиномонтажных станций и автосервисов.

У винтовых компрессоров отсутствует характерная для поршневых пульсация сжатого воздуха, что позволяет использовать их для высококачественной окраски автомобилей и мебельного производства.

Высокая степень шумо- и виброизоляции дает возможность размещать компрессоры в непосредственной близости от потребителя. Удобная конструкция позволяет легко получить доступ к сепаратору и фильтру для их сервисного обслуживания.

Исполнение на ресивере:

- Снижает цикличность смены режимов работы компрессоры;
- Уменьшает износ винтового блока, электрического двигателя, системы привода;
- Предотвращает пульсации в линии сжатого воздуха при увеличении числа потребителей;
- Создает запас сжатого воздуха на компенсацию пиковых потреблений;
- Существенно экономит электроэнергию.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ			
	COMPRAG AR-0708	**COMPRAG** AR-0710	**COMPRAG** AR-0713
Макс. рабочее давление (бар)	8	10	13
Производительность (м³/мин)	1,1	0,8	0,6
Мощность привода (кВт)	7,5		
Напряжение (В/Гц)	380/50		
Шум (дБ)	65		
Резьбовое соединение (дюйм)	1/2		
Объем ресивера (л)	270		
Габариты (мм)	1470 x 700 x 1500		
Вес (кг)	375		

МЕХАНИЗМЫ НАПРАВЛЯЮЩИЕ ТИПА МНУ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

Предназначены для обеспечения движения хвостовика в искривленных участках скважины при спуске ИПТ с возможностью упора на забой скважины.

Конструктивные особенности:

- достаточно большой угол отклонения опорного наконечника от центральной оси (не менее 15°);
- полусферическая форма наконечника.

Принцип действия

Пространственно-подвижное сочленение опорного наконечника обеспечивает движение по заданной траектории.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

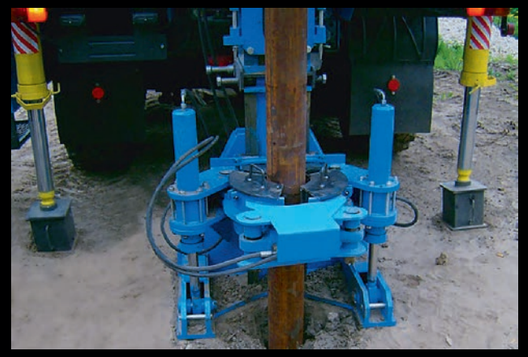
ПОКАЗАТЕЛИ	МНУ-65	МНУ-80	МНУ-95
Наружный диаметр, мм	65	80	96
Длина, мм	610	750	750
Масса, кг	13	38	45
Присоединительная резьба, ГОСТ 28487	3-50	3-62	3-76

СТОЛ ОБСАДНОЙ ГИДРОПРИВОДНОЙ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент



Буровые установки серии УГБ-001 комплектуются гидроприводным обсадным столом, который предназначен для осаживания, фиксации и извлечения обсадных колонн при сооружении, ремонте и ликвидации скважин различного назначения глубиной до 200 метров.

Применение гидроприводного обсадного стола обеспечивает безопасную работу во время спуска и извлечения обсадных труб из скважины, позволяет осуществлять бурение скважин с опережающей/одновременной обсадкой ствола скважины в сложных геологических условиях.

Наличие обсадного стола на буровой установке УГБ-001 позволяет облегчить тяжелый физический труд помощника буровика.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Ход подачи захвата гидравлического, мм	400
Усилие тяговое (вверх), развиваемое гидроцилиндрами, кгс: • номинальное • максимальное	 12000 18000
Усилие вдавливания (вниз), развиваемое гидроцилиндрами, кгс	6000
Вес колонны извлекаемых/удерживаемых обсадных труб, макс. кг.	18000
Проходной диаметр захвата гидравлического и механизма клинового захвата, макс., мм	340
Диаметр обсадных труб, мм	127, 146, 168, 219, 245, 273, 299

КОМПЛЕКТ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ 168/114Х21

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1. Буровое оборудование и инструмент

КПО представляет собой полный комплект подземного оборудования для обустройства лифтовой колонны газовых и газоконденсатных месторождений, для эксплуатационной колонны диаметром 168 мм, лифтовой колонны диаметром 114 мм и листовым давлением 21 МПа, включая инструмент.

КПО включает необходимый объем принадлежностей (переводники, центраторы, захваты, фитинги, управляющие трубопроводы) и следующие основные агрегаты:

- гидроуправляемый клапан-отсекатель – СКОЗ;
- ингибиторный клапан КПЗ;
- телескопическое соединение – СТЗ;
- циркуляционный клапан – КЦЗ;
- пакер гидравлический ПДГЗ;
- надпакерный клапан дублирующий – РКЗ;
- клапан дублирующий после пакера – ПДГЗ, ПДГЗ.940.

Для работы на скважине совместно с КПО поставляются следующие инструменты:

- ясс механический – ЯМЗ;
- ясс гидравлический – ЯГДЗ;
- толкатель – ТЗ;
- устройство закрепления проволоки – УЗП;
- ловитель – ЛТ1;
- набор грузовых штанг – ШТГ.

Поз.	Наименование	Длина L, мм	Наружный диаметр D, мм
1	Ясс механический ЯМ2	1410	47,6
2	Ясс гидравлический ЯГА1	775	48
3	Штанга грузовая ШТГ	1000	64
4	Толкатель ТЗ	1033	72,3
5	Ловитель ЛТ1	402	57
6	Устройство закрепления проволоки УЗП	155	48

Каждый элемент КПО проходит испытания на заводе-изготовителе в более жестких условиях, чем условия его эксплуатации. Материалы, используемые для изготовления КПО, имеют заключение ООО «Газпром ВНИИгаз» о его соответствии условиям работы на протяжении всего срока эксплуатации (более 20 лет).

«Воронежский механический завод» – филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»

Россия, 394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22

Тел.: (473) 234-82-73, 34-84-80
Факс: (473) 34-80-41

e-mail: 348168@rambler.ru
www.vmzvrn.ru

АНАЛИЗАТОР ВЛАЖНОСТИ ТЕРМОГРАВИМЕТРИЧЕСКИЙ ML-50, A&D (Япония)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.1.8. Электронное оборудование

Анализатор влажности ML-50 предназначен для экспресс-анализа влажности продукции в лабораториях на производстве, а также при входном и выходном контроле продукции.

Быстрый и равномерный нагрев с помощью направленной галогеновой лампы и инновационной технологии вторичного излучения SRA сокращает время сушки.

Функция памяти позволяет хранить 5 условий режима измерения, приемлемых для конкретного образца и 30 результатов измерений.

Единицы измерения: содержание влаги (влажная основа), содержание влаги (сухая основа, Atro), сухой остаток, коэффициент, вес (г).

Стандартный интерфейс RS-232C обеспечивает двунаправленную связь с ПК или непосредственное подключение к принтеру.

Соответствие нормам GLP, GMP, GCP и ISO. Возможен вывод характеристик в соответствии с указанными стандартами: дата и время, ID, дата калибровки, результаты автоматического контроля.

Продуманный эргономичный дизайн. Благодаря специальной рукоятке исключается возможность обжечься во время работы, перемещая емкость с горячим образцом. Продуманная форма верхней крышки нагревательного элемента позволяет без труда открывать и закрывать анализатор.

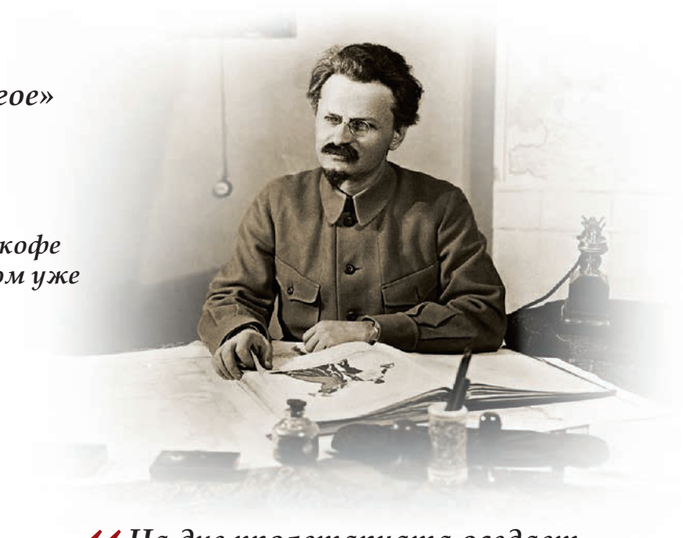
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Метод измерения	400 Вт направленная галогеновая лампа с фильтром SRA и технологией взвешивания SHS, термогравиметрический анализ
Диапазон веса образца	0,1... 51 г
Разрешение при определении веса	0,005 г
Разрешение при определении содержания влаги	0,1% / 1%
Воспроизводимость при определении содержания влаги	0,1% (образец > 5 г); 0,5% (образец > 1 г)
Диапазон температуры сушки на чашке для образца	50... 200°С с шагом 1°С
Объем памяти программ измерения	5 программ
Количество результатов измерения в памяти	30
Программы измерения	стандартная, автоматическая, ускоренная, по таймеру, ручная
Способ измерения	влажная основа, сухая основа, твердое содержание, коэффициент
Диаметр чашки весов	85 мм
Питание	сеть (АС-адаптер)
Номер в Госреестре средств измерений	40496-09
Тип калибровки	внешняя
Класс гири (в комплект не входит)	F1
Калибровочный вес, г*	20, 50
Условия эксплуатации	температура 10 ... 40 °С; относительная влажность не более 85%
Габаритные размеры	215 х 320 х 173 мм
Масса	6 кг

«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

«Нефть нефтью, а все остальное – это уже другое»

А. Лукашевич



«Наша культура зиждется на кофе и бензине, причем первое вкусом уже напоминает последнее»

Э. Эбби

«На дне пролетариата оседает слой отверженных и бесправных, советских париев, которыми вынуждена, однако, широко пользоваться такая важная отрасль промышленности, как нефтяная»

Л. Троцкий

«Нефть — это кровь, пульсирующая по артериям войны»

Ю. Семенов
(«Семнадцать мгновений весны»)

«Какая все-таки гадость эта нефть! Никуда от нее, паскудной, не деться»

Э. Фандорин
(«Черный город», Б. Акунин»)

«Америка не хочет поработить всех арабов! Только тех, у кого есть нефть»

С. Смит

PSD

ПромСтройДеталь

ВАШ НАДЕЖНЫЙ ПОСТАВЩИК ПРОМЫШЛЕННОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Работа с нами – всегда верное решение.

ЗАДВИЖКИ
ЗАТВОРЫ
КЛАПАНЫ
КРАНЫ ШАРОВЫЕ
ГРЯЗЕВИКИ
ОТВОДЫ
ТРОЙНИКИ
ПЕРЕХОДЫ
ОПОРЫ
ТОЧЕНЫЕ ДЕТАЛИ
ДНИЩА И ЗАГЛУШКИ
ФЛАНЦЫ И ФЛАНЦЕВЫЕ ЗАГЛУШКИ

8-800-333-7751

ГК «ПромСтройДеталь»

606103,
Нижегородская обл.,
г. Павлово,
ул. Коммунистическая, д.10

www.tpkpsd.ru
e-mail: info@tpkpsd.ru

ISO 9001

Realty®

HONKA

Вы хотите стать владельцем уникального дома, но не хотите тратить время на разработку проекта, выбор отделочных материалов и прочие хлопоты, связанные со строительством?

В каталоге HONKA Realty представлено множество эксклюзивных домов, построенных легендарной финской компанией HONKA.

Помимо домов HONKA, в нашу коллекцию недвижимости входят и другие объекты: земельные участки на престижных направлениях Подмосковья, Ленинградской и Тверской областей, частные дома в элитных коттеджных поселках и стародачных местах.

УСЛУГИ HONKA REALTY:

- ПРОДАЖА НЕДВИЖИМОСТИ
- ПОКУПКА НЕДВИЖИМОСТИ
- ПОСТРОЕННЫЕ ДОМА НА ПЕРВИЧНОМ РЫНКЕ
- ПОСТРОЕННЫЕ ДОМА НА ВТОРИЧНОМ РЫНКЕ
- ГАРАНТИЙНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ДОМА

(495) 215-50-30
www.honka-realty.ru