

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

5/Н (05) ОКТЯБРЬ 2009



W/WA°

because it works потому что это работает СТАРЫЙ НА НОВЫЙ! СКИДКА **40**%

### СПЕЦИАЛЬНАЯ АКЦИЯ ДО 15.12.2009 \*

 Специально для наших клиентов стартует специальная акция: с 15.09.2009 года по 15.12.2009 года приобрести окрасочные аппараты безвоздушного распыления можно со схидкой 35%, а при замене имеющегося у Вас аппарата, и не только производства WIWA, но и любого другого производителя, схидкв — 40 %!

# 000 «ОЛИМП и К»

196650, Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, д.69, оф.215 +7 (812) 703-36-94, 783-00-16, 703-73-56 www.wiwa.su e-mail: olimp@wiwa.spb.ru





Микропроцессорные устройства РЗА сданы межведомственной комиссии, рекомендованы РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» к применению на энергообъектах.

Все устройства сертифицированы, выпускаются серийно и полностью соответствуют требованиям энергетиков.



428003, Чувашская Республика, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3

Тел./факс: (8352) 220-110 (многоканальный), 220-130 (автосекретарь)

E-mail: ekra@ekra.ru, www.ekra.ru

### Научно-производственное предприятие «ЭКРА» предлагает:

- РЗА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 6-750 кВ
- РЗА СТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
- НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА
- СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА
- ЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 0,4 кВ
- СИСТЕМЫ ПЛАВНОГО ПУСКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 3-10 кВ
- АСУ ТП ПОДСТАНЦИЙ
- ОБОРУДОВАНИЕ ВЧ СВЯЗИ
- проверочный комплекс оміском

# НПП «ЭКРА» является предприятием полного цикла и осуществляет:

- РАЗРАБОТКУ, ПРОИЗВОДСТВО И КОМПЛЕКСНУЮ ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ
- НАЛАДКУ, ГАРАНТИЙНОЕ И ПОСТГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
- ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА



### выпуск:

№ 5/Н (05) октябрь 2009

### АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423809, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, пр. Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6

ТЕЛЕФОН/ФАКС:

(8552) 38-51-26, 38-49-47

### ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА:

neft@expoz.ru

**САЙТ:** www.runeft.ru

### УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Экспозиция Нефть Газ»

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

### ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Кудряшов A.B. / kav@expoz.ru

### ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:

Маркин Д.В.

### РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

Баширов М.М. / neft@expoz.ru Никифоров С.А. / serg@expoz.ru

### ОТПЕЧАТАНО:

В типографии «Логос» 420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А тел: (843) 231-05-46 citlogos@mail.ru www.logos-press.ru № заказа 10-09/07-1

**ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:** 19.09.2009

**ТИРАЖ:** 10000 экз. **ЦЕНА:** свободная

### свидетельство:

Журнал зарегистрирован 12 сентября 2008 года ПИ № ФС77-33668 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

### ОПРОВЕРЖЕНИЕ:

В журнале «Экспозиция Нефть Газ» от 08.06.09 г. № 3/Н (03) была опубликована статья компании «Huesker» «Геосинтитеские материалы Huesker – надежно и эффективно». В данной публикации, был размещён неточный английский перевод статьи.

В журнале «Экспозиция Нефть Газ» № 4/Н (04) за сентябрь 2009 г. в статье компании «Huesker» «Определение общей устойчивости вертикального резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов» не указана ученая степень Господина Ладнера И.С. — кандидат технических наук (к.т.н.)

Редакция журнала «Экспозиция Нефть Газ» приносит свои извинения компании «Huesker» за размещение материала с допущением ошибок.

# CODEPHARUE:

CH AFULUIUKOD EK OFAFKOD

О коэффициенте газоотдачи4
К. В. МЕЛИНГ, Ф. Ф. АХМАДИШИН, А. Л. НАСЫРОВ, Р. Я. ХАБИБУЛЛИН, В. К. МЕЛИНГ Изоляция зон обвалов кыновских аргиллитов профильным перекрывателем ПБИ-144/130
перекрывателем пыл-144/ 130о
Р.Ш. ТАХАУТДИНОВ, Л.С. СИДОРОВ Опыт заканчивания скважин в сложных горно-геологических условиях
<b>Б.Ф. ДАВЛЯТОВ, В.М. ПРОХОРОВ</b> Выбор методов и средств неразрушающего контроля при дефектоскопии бурильных труб и переводников
<b>А. ЮШКОВ, В. АХМЕТОВ</b> Информационная система управления промышленной безопасностью
<b>А. БЫКОВ, В. КАРПОВСКИЙ, К. КАРАБЧЕЕВ</b> ADEM-VX: сквозная подготовка производства по этапам
<b>А.К. КУРОЧКИН, А.А. КУРОЧКИН</b> Блок глубокой переработки мазута до дизельных фракций и дорожных битумов на малых НПЗ
С.В. РИККОНЕН, В.А. ДАНЕКЕР, А.И. ТЕПЛОВ Влияние технологии виброструйной магнитной активации (ВСМА) на фракционный состав нефти
П.О. БАШКИН, В.Д. ВАРНАЦКИЙ Малогабаритная электрическая парогенераторная установка (МЭПУ) - хит спроса 2007–2009 гг
<b>Е.М. КОСТОЛОМОВ, С.В. ШИБАНОВ</b> Результаты работы высоковольтных частотно-регулируемых электроприводов насосных агрегатов перекачки нефти на объектах оао «Сургутнефтегаз»
А.Ф.ШАГЕЕВ, Б.Я.МАРГУЛИС, М.Ф.ШАГЕЕВ, Э.М.ХАЙРИЕВА, Т.Н.ЮСУПО- ВА, Г.В.РОМАНОВ, Е.С.ОХОТНИКОВА Концепция получения нового вида энергетического топлива на основе нефтяных остатков, высоковязкой нефти и природных битумов
<b>Н.С. БАЩЕНКО, А.Ю. АДЖИЕВ, О.Г. ШЕИН</b> возможные пути получения нового авиационного топлива – АСКТ

В данной статье рассматривается проблема определения коэффициента газоотдачи, так как при постановке на баланс запасов природного газа коэффициент газоотдачи принимается равным 1. Но это не соответствует практике разработки месторождений и вызывает трудности при прохождении проектов разработки месторождений, в которых КГкон не равен 1, а определяется на основе технологических расчетов по газогидродинамической модели месторождения. Решение вопроса об утверждении извлекаемых запасов и КГкон позволило бы снять вышеуказанное противоречие. И предполагается, что будут решены спорные вопросы об извлекаемости запасов при рассмотрении и утверждении проектов разработки и постояннодействующих газогидродинамических моделей, имеющих большое значение при мониторинге и управлении эксплуатацией газодобывающих комплексов.

# О КОЭФФИЦИЕНТЕ ГАЗООТДАЧИ

С.Н. МЕНЬШИКОВ Г.И. ОБЛЕКОВ

ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ»

г. Надым

При постановке на баланс запасов природного газа Государственной комиссией по запасам Российской Федерации (ГКЗ РФ) не рассматриваются и не утверждаются извлекаемые запасы и, соответственно, коэффициент газоотдачи на конец разработки месторождения, как это делается для запасов нефти и газового конденсата. Коэффициент газоотдачи принимается равным 1, то есть 100 % продукции из пласта.

Под коэффициентом газоотдачи (КГ) понимается отношение величины накопленной (суммарной) добычи природного газа из продуктивного пласта (залежи) к величине начальных геологических запасов этого продуктивного пласта (залежи). Коэффициент газоотдачи может быть текущим (КГтек), то есть рассчитанным на текущую дату в процессе разработки месторождения, и конечным (КГкон), рассчитанным на дату окончания разработки месторождения.

Дата окончания разработки месторождения и соответственно (КГкон) не являются строго закрепленными понятиями и имеют некоторую свободу колебания в зависимости от целого ряда объективных и субъективных факторов.

В научно-технической литературе выделяется ряд понятий КГ, однако их рассмотрение не является предметом данной работы.

При строгом системном подходе к определению геологических извлекаемых запасов природного газа как на стадии подсчета и утверждения, так и на стадии проектирования, разработки и обустройства месторождений колебания (КГкон) определяются точностью принятых пластовых параметров и не могут быть значительными.

Понятно, что (КГкон), как и (КНкон), не может быть равным 1 в силу геологических (природных) и технико-технолого-экономических (экономических) факторов. Невозможно и нереально извлечь из недр 100 % находящихся в них запасов природного газа, что подтверждается практикой разработки месторождений.

К тому же в изданном под грифом «Министерство природных ресурсов РФ» словаре-справочнике «Термины и понятия отечественного недропользования» КГ определяется как отношение количества извлекаемого газа к начальным

запасам газа. Таким образом, на уровне Министерства природных ресурсов вводится понятие «извлекаемые запасы природного газа». В неопределенности данного понятия и кроется основное противоречие, с чем приходится постоянно сталкиваться в процессе проектирования и эксплуатации месторождений.

Понятно, что в результате реальной разработки продуктивного пласта даже при условии достижения 1 атм. конечного устьевого (Руст) или даже пластового (Рпл) давлений в продуктивном пласте остается неизвлеченным некоторый объем газа. Это – природный фактор.

Кроме того, на КГкон извлекаемых запасов существенное влияние оказывают экономические факторы, определяемые целями организации добычи газа и существующим технико-технологическим уровнем развития. Можно сказать, что значения КГкон для разных условий в разные периоды времени определяются комплексом разнообразных факторов.

показатели разработки;

- выбранную систему обустройства месторождения;
- конъюнктуру потребительского рынка. Решением вопроса конечной газоотдачи законченных разработкой или находящихся на заключительной стадии разработки месторождений на уровне теоретических, экспериментальных исследований, а также анализе фактически достигнутых коэффициентов газоотдачи занимались многие исследователи как в РФ, так и за рубежом.

Наиболее полно обобщение исследований КГ месторождений природного газа выполнено в работах [1,2,3]. В работе [1] результаты лабораторных экспериментов дают значения коэффициента вытеснения в пределах 50-90 % для обводненных газонасыщенных кернов. В работе [3] на основе анализа результатов более 100 законченных разработкой или находящихся на заключительной стадии разработки месторождений получены

При строгом системном подходе к определению геологических извлекаемых запасов природного газа как на стадии подсчета и утверждения, так и на стадии проектирования, разработки и обустройства месторождений, колебания (КГкон) определяются точностью принятых пластовых параметров и не могут быть значительными.

К основным природным факторам, влияющим на величину КГкон, следует отнести:

- тип месторождения, резервуара;
- геологическое строение продуктивного пласта;
- тип коллектора и коллекторские свойства продуктивного пласта;
- термобарические параметры;
- объем запасов газа;
- режим разработки, проявления окружающей среды.

К экономическим факторам:

- точность подсчета запасов;
- цели организации добычи газа;
  принятые геологические и газогидродинамические модели;
- технико-экономические

фактические коэффициенты газоотдачи, колеблющиеся в пределах менее чем от 0,5 до 0,95 от геологических запасов.

В работе есть ряд спорных вопросов, в частности:

- 1) определения понятий КГ (раздел 4);
- 2) Расчет объема внедрившейся пластовой воды на 1 м² поверхности начального ГВК при падении пластового давления на 1 атм., на основе которого делаются выводы о прогрессирующем обводнении на заключительном этапе разработки сеноманских газовых залежей севера Тюменской области (разделы 7,8). Более справедливо выполнить расчеты на 1 м² поверхности текущего ГВК; ▶

- 3) продвижение контура ГВК (разделы 3-9);
- утверждение о прекращении проектной разработки сеноманских залежей газов по причине полного обводнения зон отбора газа, расположение эксплуатационного фонда скважин при достаточно высоких > 15 атм. пластовых давлениях (раздел 12).

критерием рентабельной добычи газа служит величина предельного давления на устье скважин, определенная техническими возможностями системы подготовки и компримирования газа для дальнего транспортирования. Технически возможна добыча газа до определенного давления, в частности одной атмосферы на устье скважин или даже ниже. Тем не

В частности, в проектах разработки сеноманских залежей основным критерием рентабельной добычи газа служит величина предельного давления на устье скважин, определенная техническими возможностями системы подготовки и компримирования газа для дальнего транспортирования.

Технически возможна добыча газа до определенного давления, в частности одной атмосферы на устье скважин или даже ниже.

Однако это нисколько не снижает важности выполненных исследований.

Определение степени отработки газовых залежей, КГкон, приобрело особую важность при проектировании и управлении разработкой гигантских газовых месторождений севера Тюменской области. Здесь, по окончании определенного проектом периода разработки месторождений, в продуктивных пластах еще остаются запасы природного газа, сравнимые с запасами отдельных нефтегазоносных регионов. Решение вопроса выработки оставшихся запасов имеет большое значение для поддержания уровня добычи газа, достигнутого в РФ.

Проектирование и эксплуатация газовых месторождений представляет собой сложноустроенную, многоуровневую, многоцелевую систему, в которой КГкон напрямую зависит от выбранной цели на этапе проектирования.

При проектировании разработки и обустройства месторождений решающим фактором, определяющим проектный коэффициент газоотдачи, является экономическая эффективность добычи газа. Отсюда можно предполагать, что рассчитываемый проектами разработки КГкон является геолого-экономическим или природно-экономическим показателем. Он может быть как строго определенным, так и плавающим, в зависимости от заложенных в проект экономических целей, налоговой составляющей и конъюнктуры рынка.

В проектах разработки КГкон также оценивается как технологический показатель на определенное замыкающее давление технологической цепочки эксплуатации месторождения. Таковыми могут быть среднее пластовое давление (Рпл.ср.), среднее устьевое давление (Руст.ср) по эксплуатационному фонду скважин, давление на входе (Рвх) в технологию подготовки газа к промышленному использованию.

В частности, в проектах разработ-ки сеноманских залежей основным

менее, предварительные технико-экономические оценки показывают, что при снижении устьевых давлений в добывающих скважинах ниже 1 МПа их эксплуатация с применением традиционных технологий подготовки и транспортирования газа становится нерентабельной. С этих позиций авторами рассмотрено состояние разработки основных, длительно эксплуатируемых, сеноманских залежей газовых месторождений севера Тюменской области.

Авторами выполнен анализ проектных решений о состоянии разработки сеноман-альб-аптских газовых залежей месторождений Надым-Пур-Тазовского и Ямальского нефтегазоносных регионов. Проектные значения КГкон на конец промышленной разработки даже для сеноманских и альб-аптских продуктивных отложений, обладающих суперколлекторскими свойствами, составляют 89-93 % и 67-91 % соответственно. Это подтверждается фактическим состоянием находящихся на заключительной стадии разработки сеноманских залежей Вынгапуровского, Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского месторождений.

### выводы и предложения

- 1. Извлекаемые запасы природного газа, конечный коэффициент газоотдачи есть суть природно-экономических факторов. При проектировании и управлении разработкой месторождений достижение максимальных коэффициентов КГкон является одной из многих, и зачастую не определяющей, целью.
- Доразработка месторождений, увеличение объемов извлекаемого газа в настоящее время является серьезной научно-технологической проблемой, требующей безотлагательного решения.
- Решение вопроса степени извлекаемости запасов КГкон является системной задачей на стадии подсчета и постановки на Государственный баланс

- запасов. Во многом ее можно решить на основе экспертных оценок.
- 4. Анализ результатов законченных разработкой месторождений дает колебания КГкон в широких пределах от 0,5 до 0,97.
- 5. Определение и принятие понятий «извлекаемые запасы природного газа», «коэффициент газоотдачи» на государственном и отраслевом уровнях будет способствовать определенности целей организации добычи газа, этапности проектирования и управления промышленной разработкой месторождений и, по ее окончании, доразработкой запасов природного газа, оставшихся в пласте.
- 6. На уровне ГКЗ РФ предлагается принимать к защите и утверждать извлекаемые запасы и КГкон на основе экспертных оценок.
- 7. На уровне Центральной Комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедра) или ее территориальных отделений предлагается утверждать извлекаемые запасы и КГкон совместно с проектными показателями, рассчитанными на основе геологических и гидрогазодинамических моделей с уточнением в процессе эксплуатации месторождений. ■

### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:-

- 1. Ю.П. Коротаев, С.Н. Закиров. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов. –М.: Недра, 1981. с. 294.
- 2. О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, А.И. Ширковский, Л.С. Чугунов. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. –М: Наука, 1996. – с. 541.
- 3. Н.Г. Степанов, Н.И. Дубинина, Б.Н. Васильев. Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов. –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – с. 204.
- 4. А.И. Кривцов, Б.И. Беневольский, В.М. Минаков, И.В. Морозов. Термины и понятия отечественного недропользования: словарьсправочник. М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. с. 344.
- 5. В.И. Ермаков, А.Н. Кирсанов, Н.Н. Кирсанов, Г.И. Облеков. Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера. –М.: Недра, 1995. – с. 464.
- 6. Г.И. Облеков, Р.Г. Облеков. Классификация запасов углеводородов (природный газ): Материалы всероссийской научнопрактической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов». –М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003, – с. 466.

Осложнения, встречающиеся при бурении боковых стволов в кыновских аргиллитах в виде проработок ствола, посадок и затяжек инструмента и др. приводят к дополнительным затратам времени и средств на их ликвидацию. В связи с этим, специалисты института «ТатНИПИнефть» предложили применить технологию локальной изоляции кыновских аргиллитов профильным перекрывателем до вскрытия продуктивных пластов. Установка перекрывателя ПБИ-144/130 за одну спускоподъемную операцию, а также соединение колонны профильных труб (КПТ) по специальному резьбовому соединению значительно сокращает время установки перекрывателя в скважине. Технология крепления, перекрыватель ПБИ-144/130 и новые конструкции развальцевателей были успешно применены для перекрытия кыновских аргиллитов при бурении бокового ствола в скважине 831дз Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Затраты времени при этом составили 48 ч. Бурение и крепление скважины осуществлены без осложнений.

# ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ОБВАЛОВ КЫНОВСКИХ АРГИЛЛИТОВ ПРОФИЛЬНЫМ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЕМ ПБИ-144/130

К. В. МЕЛИНГ

Ф. Ф. АХМАДИШИН, А. Л. НАСЫРОВ,

Р. Я. ХАБИБУЛЛИН

к.т.н. ТатНИПИнефть ТатНИПИнефть

ООО «Наука»

РТ, г. Бугульма

В. К. МЕЛИНГ

НГДУ «Лениногорскнефть» реализует программу восстановления бездействующего и обводнившегося фонда скважин на центральной многопластовой Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

продуктивных пластов геофизические приборы на кабеле останавливаются на выступе и не проходят к достигнутому забою. При спуске обсадного хвостовика в скважину также не удается протолкнуть хвостовик ниже выступа. Для борьбы с

Для решения задачи специалисты предложили применить технологию локальной изоляции кыновских аргиллитов профильным перекрывателем до вскрытия продуктивных пластов. После локальной изоляции продуктивные пласты было предложено вскрывать на растворе с минимальной плотностью

Ремонт скважин методом бокового бурения является эффективным средством для извлечения остаточных запасов нефти из межскважинного пространства.

При бурении боковых стволов основным фактором, снижающим эффективность работ, явились осложнения в кыновских аргиллитах, толщина которых достигает 30 м, что больше, чем на остальных площадях Ромашкинского месторождения. Осложнения выражаются в осыпях, обвалах аргиллитов и образовании выступов на границе перехода от мягких к твердым пропласткам кыновских отложений. При исследованиях



Рис. 1 Муфта соединения с уплотнительным элементом

осложнениями применяется поэтапное утяжеление глинистого бурового раствора до плотности 1400 кг/м3; повторное бурение (проработка) выступов ствола; разрушение выступов расширителями. Продолжительные операции по разрушению выступов проводятся при вскрытых продуктивных пластах, которые подвергаются гидравлической репрессии и, как следствие, глубокому проникновению фильтрата глинистого раствора в истощенные пласты. Соответственно, вызов притока нефти из пласта при освоении скважины переходит в разряд трудноисполнимых задач. Требуются дополнительное время для освоения и дополнительная обработка призабойной зоны пласта, прежде чем произойдет приток нефти.

НГДУ «Лениногорскнефть» поставило перед специалистами ООО «ТНГ-Ленбурнефть» и ТатНИПИнефть задачу вскрытия продуктивных пластов с минимальной репрессией в короткие сроки.

Для решения задачи специалисты предложили применить технологию локальной изоляции кыновских аргиллитов профильным перекрывателем до вскрытия продуктивных пластов. После локальной изоляции продуктивные пласты было предложено вскрывать на растворе

с минимальной плотностью.

Технология крепления боковых стволов диаметром 144 мм с помощью профильного перекрывателя разработана в институте ТатНИПИнефть [1]. Новая конструкция перекрывателя ПБИ-144/130 (перекрыватель с башмаком, извлекаемым для установки в стволе диаметром 144 мм, и проходным внутренним диаметром 130 мм) состоит из профильных труб, собираемых в колонну при помощи резьбовых соединений; влекаемого башмака, установленного в нижней трубе, и посадочной головки, соединенной с верхней трубой правой резьбой, которая позволяет устанавливать перекрыватель за одну спускоподъемную операцию. В ТатНИПИнефть после серии положительных стендовых испытаний был подготовлен к промысловым испытаниям комплект перекрывателя ПБИ-144/130. В новом комплекте ПБИ-144/130 расширяемые трубы соединяются в колонну профильных труб (КПТ) по специальному резьбовому соединению >



Рис. 2 Ниппель соединения с уплотнительным элементом

(рис. 1, 2) [2, 3], что многократно ускоряет процесс сборки труб в колонну в отличие от сварного соединения, производимого на устье скважины. Вальцевание и прикатывание резьбовых соединений к стенкам скважины осуществляется компоновкой роликовых развальцевателей PP-110/120M2, PP-120/130M2 [4], pasвальцевателя-калибратора РРК-120/130, спускаемых совместно с КПТ в скважину (рис. 3). Спуск, установка, вальцевание и извлечение башмака производится за одну спускоподъемную операцию, что имеет решающее значение в условиях нахождения КПТ в зоне неустойчивых осыпающихся пород.

площади. В июле 2009 года буровая бригада ООО «ТНГ-Ленбурнефть» приступила к реализации данной программы на скважине.

Инженерное сопровождение ТатНИПИнефть проводилось при выполнении основных этапов программы: вырезание полноразмерного окна фрезой диаметром 146 мм в интервале 1491-1495,5 м; сборка, спуск, установка перекрывателя ПБИ-144/130 в интервал 1642,5 – 1687 м за один рейс. Интервал установки перекрывателя был уточнен после проведения геофизических исследований (радиоактивный каротаж, стандартный каротаж, кавернометрия). По результатам исследований кровля и подошва кыновского горизонта определена соответ-

башмак и одновременно развальцевали нижний цилиндрический конец перекрывателя при режиме работы развальцевателей, приведенном выше.

методом бурения отдельным рейсом.

Для осуществления данной опера-

ции собрали одношарошечное долото диаметром 117 мм с развальцевателем

РР-120/130М2 и развальцевателем-

калибратором РРК-120/130 (рис. 4), спу-

стили компоновку до башмака, разбурили

Продолжительность работ по сборке, установке и вальцеванию перекрывателя ПБИ-144/130 составила 2 суток.

После перевода скважины на облегченный глинистый раствор (смена плотности 1400 кг/м³ на 1230 кг/м³) осуществлено бурение продуктивных пластов на минимальной репрессии долотом диаметром 124 мм в компоновке с калибратором, кольмататором и винтовым забойным двигателем Д1-106. После окончания бурения бокового ствола до проектной глубины 1779 м были проведены геофизические исследования (ГК, НГК, ПС, КС, кавернометрия), которые показали, что каверны кыновского горизонта перекрыты профильным перекрывателем.

Крепление бокового ствола осуществлено с применением обсадного хвостовика диаметром 102 мм.

Таким образом, локальное крепление кыновских аргиллитов с применением ПБИ-144/130 позволило произвести бурение и крепление скважины без осложнений. ■

# Специалисты НГДУ «Лениногорскнефть», ООО «ТНГ-Ленбурнефть» и ТатНИПИнефть совместно

разработали программу ремонта скважины № 831 дз Абдрахмановской площади.

Для обеспечения свободной проходимости ПБИ-144/130 в боковой ствол была предложена технология фрезерования стенки эксплуатационной колонны, разработанная в институте «ТатНИПИнефть». Технология позволила создать полноразмерное «окно» длиной 4,5 м при продолжительности фрезерования 6 часов со средней скоростью 0,73 м/ч. Бурение бокового ствола было предложено осуществить забойной компоновкой, включающей забойный двигатель диаметром 127 мм, для предотвращения локальных изгибов на границе мягких и твердых пропластков.

Специалисты НГДУ «Лениногорскнефть» ООО «ТНГ-Ленбурнефть» и ТатНИПИнефть, совместно разработали программу ремонта скважины № 831 дз Абдрахмановской

ственно на глубинах 1653 и 1685,3 м. Ниже подошвы кыновского горизонта на глубине 1687.5 м каверномер показал сужение ствола до 130 мм. Поэтому перекрыватель длиной 44,5 м был спущен на бурильных трубах до глубины 1687 м и выправлен давлением 18 МПа. Развальцовка перекрывателя по всей длине (44,5 м) осуществлена компоновкой, показанной на рис. 3. за 5 часов со средней скоростью 8,9 м/ч. при режиме работы: нагрузке 15 кН на цилиндрических участках и резьбовых соединениях перекрывателя и 5 кН (с навеса) в выправленных профильных трубах; частоте вращения 1 с-1 (60 об/мин).

Извлечь башмак в вышеназванном рейсе не удалось, поэтому был применен резервный вариант — удаление башмака



Рис. 4 Компоновка одношарошечного долота и развальцевателей PP-120/130M2 и PPK-120/130



**Рис. 3** Спуск компоновки развальцевателей PP-110/120M2, PPK-120/130M2, PPK-120/130 с КПТ

### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- 1. Ф.Ф. Ахмадишин, К. В. Мелинг и др. Техника и технология бесцементного крепления боковых стволов // Экспозиция Нефть Газ. 2008. 2/H (59) С. 16-18.
- 2. Пат. на полезную модель 56932 Российская Федерация, МПК Е 21 В 29/10. Соединение профильных труб перекрывателей скважин [Текст] / Мелинг К. В., Ахмадишин Ф. Ф., Насыров А. Л. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. № 2006113512/22; заявл. 20.04.06; опубл. 27.09.06, Бюл. № 27. 2 с.
- 3. Пат. на полезную модель 62421 Российская Федерация, МПК Е 21 В 29/10. Соединение профильных труб перекрывателей скважин [Текст] / Мелинг К. В., Багнюк С. Л. Ягафаров А. С. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. № 2006142267/22; заявл. 29.11.06; опубл. 10.04.07, Бюл. № 10. 2 с.
- Пат. 2191883 Российская Федерация, МКИ4 Е 21 В 29/10. Устройство для развальцовки труб [Текст] / Тахаутдинов Ш. Ф., Юсупов И. Г., Абдрахманов Г. С. [и др.]; заявитель и патентообладатель – Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2000112477/03; заявл. 18.05.00; опубл. 27.10.02, Бюл. № 30. – 4 с.

# Опыт заканчивания скважин в сложных горно-геологических условиях

л.с. сидоров

Р.Ш. ТАХАУТДИНОВ | генеральный директор ООО УК «Шешмаойл» к.т.н., главный специалист по бурению ООО УК «Шешмаойл»

г. Альметьевск

Продолжение. Начало в №4/Н сентябрь 2009г.

Исходя из учения о строении осадочных пород, возникновение структурных ловушек нефти напрямую связано с геотектоникой, поэтому тщательное их изучение с привлечением основ геомеханики позволяет достаточно точно прогнозировать наличие зон поглощений. Такой подход позволяет повысить эффективность буровых работ на небольших месторождениях.

Например, удалось существенно снизить стоимость бурения ряда скважин на Уратьминском месторождении. В скважинах №№ 332, 342 и 341, в соответствии с прогнозом по разработанной нами методике, предсказывались по мере углубления следующие осложнения: интенсивное газопроявление. нефтепроявление, полное поглощение промывочной жидкости. Поэтому для перекрытия верхнего интервала газопроявления первоначально рассматривался спуск дополнительной технической колонны диаметром 245 мм, что повышало стоимость строительства скважины дополнительно до 6 млн. рублей на одну скважину.

Проблема т.н. несовместимости условий бурения была решена за счет оптимизации программы буровых растворов и режима бурения. Поэтому точность прогноза и подбор оптимальных типов растворов при бурении в данных скважинах различных интервалов, а также подбор тампонирующих составов на основе глиноматериалов позволили предотвратить газопроявления, избежать нефтепроявления, а зону полного ухода промывочной жидкости изолировать в процессе вскрытия. Тампонирование зоны полного поглощения промывочной жидкости производилось режимной закачкой глинистой пасты. Дополнительные затраты не превысили 0,3 млн. рублей на скважину.

Для сравнения: из-за возникших осложнений на этом же блоке месторождения имеются ранее построенные скважины с фактическим сроком строительства 4-5 месяцев при нормативном сроке 20 сут. Аналогичный прогноз осложненности был составлен для скважин №№ 40101, 40106, 40109 и 40112 Тумутукского месторождения, по результатам которого был произведен перенос площадки куста на 300 м в сторону, более благоприятную с точки зрения бурения без осложнений. Результаты оказались положительными. Все скважины закончены с высокими технико-экономическими показателями, отсутствием дополнительных работ, достигнута коммерческая скорость 1800 м/ст-мес, что превышает на 22% скорость базовых скважин. ОПЫТНЫМ скважинам достигнуты высокие коэффициенты продуктивности.

Предлагаемый прогноз осложненности имеет хорошую перспективу, так как позволяет производить оценку успешности бурения на новых площадях, не охваченных бурением.

Разработанный метод связан с реальной геотектоникой и элементами геомеханики, то есть строением, расположением и напряженным состоянием горных пород, в то время как прогноз, проводимый по взаиморасположению к ближним и соседним скважинам, не всегла применим так как скважины могут располагаться в различных структурных планах. Поэтому можно сказать, что методика основана не на разработке очередной технологии изоляции или ликвидации осложнений, а на их предупреждении.

### ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

### БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

В ООО УК «Шешмаойл» перед вскрытием продуктивного горизонта на скважине производятся мероприятия по профилактике состояния бурового оборудования и циркуляционной системы во избежание простоев и остановок на этапе вскрытия. Уточняется положение верхних маркирующих горизонтов по шламу или геофизическими методами, производится исследование вышележащих пород на предмет отсутствия поглощений. Одним из важнейших факторов улучшения нефтегазоотдачи скважин является сохранение естественной пористости и проницаемости продуктивных коллекторов в процессе их разбуривания.

На сегодняшний день широкий ассортимент химических реагентов для бурения позволяет производить различные типы буровых растворов на водной основе, тем не менее они не способны существенно снизить фильтрацию без ухудшения других параметров раствора, например реологических. Кроме того, необходимо считаться и с технико-экономическими факторами: чем сложнее рецептура раствора, тем выше его стоимость, соответственно приготовление раствора требует более сложного оборудования.

С точки зрения фильтрации и особенностей их кинетики в пористо-проницаемых средах, для нас значительный интерес представляют системы, имеющие поверхности раздела фаз, то есть полигетерогенные или многофазные системы. В этом случае процесс фильтрации принимает фазовый характер (регулируя соотношение фаз, мождобиться существенного ограничения фильтрации водной фазы). Закономерности фильтрации многофазных систем универсальны и применяются во многих отраслях, в том числе и в нефтедобыче /1/. Поэтому за основу промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта приняты эмульсионные буровые растворы, как с твердой фазой, так и безглинистые. Эмульсионные буровые растворы имеют ряд преимуществ по сравнению с другими типами растворов на водной основе. Исследования показали, что в них, как правило, формируются эмульсии первого и второго рода, причем эмульгаторами являются включения полисахаридов, акрилатов,

монтмориллонита, дисперсного мела. Эти компоненты способствуют образованию в буровом растворе эмульсии первого рода (Н/В), то есть «нефть в воде». Лигниты, натриевые, капиевые и аммонийные сопи ВМЖК ряд поверхностно-активных веществ, таких как химические эмульгаторы, способствуют формированию эмульсии типа «вода в нефти» (В/Н). Ввод комбинированных эмульгаторов, состояших из анионогенных и анионактивных групп образуют на поверхности глобул устойчивые защитные пленки, предотвращающие коагупянию и расспоение /2/

Указанные преимущества подтверждаются стабильностью заданных технологических параметров в процессе всего бурения, проведения промыслово-геофизических работ, спуска и цементирования эксплуатационной колонны. Дополнительно расширены технологические свойства эмульсионных буровых растворов до т.н. мультифазных систем, включающих стабилизированную дисперсную газовую фазу /3/. Высокая прочность глобулярной газовой фазы подтверждается известной формулой Лапласа:

 $F = 2\sigma / r$ 

т.е. внутренне давление в элементарной глобуле газа достигает очень больших величин при радиусе, соизмеримом с размерами коллоидных частиц /4/. Газовая фаза, как наиболее подвижная, необходима для инициирования фазовой фильтрации во вскрываемом коллекторе, характеризующемся наличием многочисленных пор и микротрещин, пронизывающих нефтяной пласт независимо от его литологии. По ним, собственно, и направлены фильтрационные потоки традиционных буровых растворов, ухудшающие проницаемость коллектора из-за проникновения водного фильтрата, шлама, глинистых частиц, утяжелителя, сопровождающегося формированием осадков и эмульсий, а следовательно и сужением поровых каналов.

Разработанные нами растворы с фильтрационными свойствами, основанными на принципе относительной фильтрации многофазной системы из-за разницы скоростей отдельных фаз, высокой поверхностной энергии и перепада давления, создают условия для преимущественного проникновения газовоздушной фазы и формирования четочной структуры в поровом канале. Возникновение в поровых каналах эффекта Жамена приводит к появлению дополнительного сопротивления к фильтрации водной фазы. Величина его весьма значительна. Установлено, что дисперсная фаза в виде единичной газовой глобулы в поровом канале создает сопротивление до 1,5 атм., при этом формированием четочных структур из газовых глобул можно достигнуть дополнительного сопротивления, для водной фазы фильтрата бурового раствора – до величины, равной 15 атм. на протяженности канала (всего 20÷30 мкм). ▶

Кроме того, предотвращение резких, циклических перепадов гидродинамического давления позволяет избежать интенсивного кавернообразования в глинистых породах продуктивного горизонта. Глобулярная газовая фаза является хорошим демпфером, сглаживающим перепады давления, соответственно в процессе бурения не отмечаются поглощения и потери раствора, связанные с раскрытием трещин пласта под влиянием гидродинамического давления при бурении и спуско-подъемных операциях.

### РЕЖИМ БУРЕНИЯ

Очевидно, что режим бурения при вскрытии продуктивного коллектора должен отличаться от режимов бурения непродуктивных горизонтов. Хотя об этом нет какой-либо достоверной информации. тем не менее недостатки бурения гидравлическими забойными двигателями (ГЗД) продуктивных пластов очевидны и выражаются прежде всего в том, что технологические параметры бурового раствора должны обеспечивать устойчивую работу забойного двигателя. Известно, что устойчивая работа гидравлического двигателя требует повышенного расхода промывочной жидкости, в 1,5÷2,0 раза больше, чем требуется для очистки забоя от выбуренной породы. Для эффективной очистки забоя при бурении долотом с диаметром 215,9 мм достаточно поддерживать расход 17 л/сек. При этом для вращения долота ГЗД необходимо поддерживать производительность бурового насоса на уровне 30÷36 л/сек. Это в свою очередь приводит к росту гидравлического давления на пласт в 2÷4 раза. Следующий существенный недостаток заключается в том, что технологические параметры раствора регулируются в пределах, необходимых прежде всего для обеспечения нормальной работы ГЗД, при этом требования к буровому раствору по отношению к качеству вскрытия становятся второстепенными. Гидравлические забойные двигатели устойчиво работают в относительно узком диапазоне технологических параметров буровых растворов. Имеется значительное количество буровых растворов, в среде которых ГЗД не работают – это буровые растворы на углеводородной основе, растворы, содержащие наполнители, высоковязкие растворы. К тому же применение ГЗД повышает суммарное давление в циркуляционной системе на 80÷120 атм.

С учетом рассмотренных недостатков применения гидравлических забойных двигателей, для эффективного вскрытия продуктивных пластов, ООО УК «Шешмаойл» принят роторный способ бурения, наиболее полно отвечающий условиям регулирования гидравлической программы первичного вскрытия и контроля работы долота. В перспективе вскрытие роторным способом предполагает отбор шлама, корректную его привязку, проведение непрерывного механического каротажа. Эта дополнительная информация может быть использована, например, для проведения гидроразрыва уже в процессе эксплуатации.

### ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВСКРЫТИЯ

Применение мультифазных буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях в течение нескольких лет позволили установить достаточно высокую их эффективность. Растворы применялись при вскрытии 175 объектов на различных площадях и залежах, включая Ромашкинское месторождение. При бурении использовались различные буровые установки. Оценка качества вскрытия производилась по исспедованиям снижением уровня, по замерам дебита с установкой глубинного манометра в скважине. Например, в ЗАО «Геотех» вскрытие пласта на экспериментальных растворах начали производить с 2003 года и установили, что добывающие скважины осваиваются в очень короткие сроки, всего за 1÷2 сут, причем продуктивность равна (а в некоторых случаях выше) продуктивности, определенной потенциальным методом. Хорошие результаты были получены и при бурении нагнетательных скважин. Скважины №№ 85.89 были освоены с высокой приемистостью. Да я сравнения, скважина № 65, построенная по обычной технологии, освоена под закачку с дополнительными работами. Приемистость скважины даже после проведения ОПЗ оказалась в два раза ниже приемистости опытных скважин №№ 85 и 89, а давление нагнетания выше более чем в два раза /5/. Таким образом, мультифазные системы выявили свое преимущество и при вскрытии пластов в нагнетательных скважинах.

Скин-фактор по результатам исследования опытных скважин составил 0,2÷-0,5, по базовым скважинам – 4,0÷10,0.

Результаты первичного вскрытия с помощью мультифазных систем на 175 объектах представлены в таблице (табл. 1). Дебит базовых скважин принят за 100%.

Величина скин-фактора в пределах 1,0÷0,2 также указывает на фактическое отсутствие в призабойной зоне скважины слоев с ухудшенной проницаемостью по сравнению с более

удаленной частью пласта. Экономический эффект по всем объектам превысил 437 млн. рублей, а на один объект в среднем составил 2,5 млн. рублей.

### ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ:

- 1. Получено практическое подтверждение принципиальной возможности регулирования водоотдачи буровых растворов на основе эффектов конкурентной фильтрации различных фаз, что оказалось эффективным как с точки зрения экономики, так и качества вскрытия пласта.
- 2. Разработанные мультифазные системы и опыт работы на внедренных объектах выявили высокую эффективность по сохранению потенциальных дебитов добывающих и приемистостей нагнетательных скважин. Дебиты добывающих скважин при освоении превышают продук-тивность базовых скважин в среднем в 1,9 раза, а приемистость нагнетательных скважин в среднем в два раза выше.
- 3. Величина скин-фактора при применении мультифазных систем, составляющая -1÷0,2 (таблица), указывает на фактическое отсутствие в призабойной зоне слоя с ухудшенной проницаемостью в сравнении с удаленной зоной пласта. Это обеспечивает соотношение фактического и потенциально возможного дебита в 0,9÷1,1 раза.
- Для базовых растворов величина скин-фактора составляет 5÷10, что соответствует 0,6÷0,4 от потенциальной продуктивности.
- Мультифазные промывочные агенты это перспективное направление в области буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов. ■

### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- 1. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика М., Недра, 1973, стр. 88.
- Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов – М:, Недра, 1979, стр. 185.
- 3. Патенты РФ №№ 2 235 750, 2 243 984.
- 4. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. М:, Химия, 1982, стр. 88.
- Сборник «Совершенствование методов проектирования разработки нефтегазовых месторождений Татарстана на современном уровне» г. Альметьевск, ТатАСУНефть, 2006 г., стр. 209-210.

Тип бурового	Карбонатны	й коллектор	Терригенны	й коллектор	По всем типам коллекторов в среднем		
раствора	Отношение де- бита к базовому, %	Скин-фактор	Отношение де- бита к базовому, %	Скин-фактор	Отношение де- бита к базовому, %	Скин-фактор	
Базовые растворы	100	5,0÷10,0	100	4,0÷8,0	100	4,0÷10,0	
Мультифазные системы	121	-0,5÷0,2	196	-1,0÷-0,2	165	-0,2÷-0,5	

В этой статье нам хотелось бы обменяться небольшим опытом по использованию неразрушающих методов контроля при техническом диагностировании труб и переводников, используемых при бурении и исследовании скважины.

# ВЫБОР МЕТОДОВ И СРЕДСТВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

### ПРИ ДЕФЕКТОСКОПИИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ И ПЕРЕВОДНИКОВ

Б.Ф. ДАВЛЯТОВ В.М. ПРОХОРОВ

ООО «Октябрьский завод нефтепромыслового оборудования»

г. Октябрский

В этой статье нам хотелось бы обменяться небольшим опытом по использованию неразрушающих методов контроля при техническом диагностировании труб и переводников, используемых при бурении и исследовании скважины.

Как известно, элементы бурильных труб и переводников испытывают при эксплуатации высокие силовые нагрузки, которые приводят к возникновению в них значительных напряжений. Как правило, эти напряжения возникают в зонах концентрации напряжений, которыми являются галтельные переходы, упорные уступы, зона сварного шва, участки резьбы, проточки, пояски и другие конструктивные особенности бурильных труб. В этих зонах образуются трещины, приводящие к разрушению.

Другой причиной разрушения бурильной трубы является коррозия. В агрессивных средах (пластовая вода, кислоты, щёлочи, применяемые при обработке скважин) скорость коррозии увеличивается под действием температуры среды, скорости движения жидкости, неоднородности химического состава материала труб и др. Очень часто на практике встречается размыв труб по телу, возникающий

под действием бурового раствора. Все эти факторы, негативно влияющие на эксплуатацию бурильных труб, поставили перед нефтяниками сложную задачу. Помогать решать эти задачи и призвана лаборатория неразрушающих методов контроля (НМК).

Одним из заказчиков нашей лаборатории был инженерно-производственный центр «ИНТЕХ», г. Уфа. Требования заказчика были не из лёгких: определить состояние внутренней поверхности двух бурильных труб НУБТ 3-1/2 Су-перслим производства США, изготовленных из нержавеющей стали (паспорт и сведения о металле отсутствовали) и выдать заключение с диаграммой распределения толщин по всей поверхности тела трубы.

Из всего многообразия средств неразрушающего контроля лаборатории предпочтение было отдано ультразвуковой измерительной установке «СКАНЕР» и ультразвуковому толщиномеру «СКАТ-4000». Почему именно ультразвуковой контроль? Описанные выше дефекты в металле, отрицательно влияющие на уровень работоспособности бурильных труб, хорошо выявляются ультразвуковым методом. Как известно, ультразвуковой контроль

(ультразвуковая толщинометрия, ультразвуковая дефектоскопия) по сравнению с другими методами имеет преимущества: высокую чувствительность и производительность, возможность контроля при одностороннем доступе, относительно низкую стоимость оборудования, безопасность, а с применением компьютерной техники ещё расшифровку и распечатку результатов контроля. Поэтому нами выбран именно этот метод для дефектоскопии бурильных труб как наиболее универсальный из физических методов неразрушающего контроля и наиболее объективно выдающий результат контроля, как этого требует заказчик.

Хотелось бы отметить, что перед тем, как прозвучивать трубы ультразвуком, мы произвели осмотр внутренней поверхности с помощью эндоскопа. При этом видимых следов коррозийного износа внутри трубы не было обнаружено. Далее возникла дилемма, какой из приборов применить для более точного и достоверного анализа толщины стенки по всей длине. Использование механизированного устройства УМБТ-2 из комплекта дефектоскопа «СКАНЕР», которое было изготовлено в г. Москве ▶

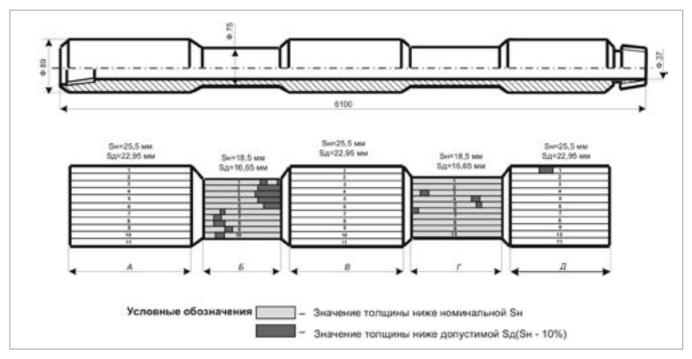


Рис.1. Развёртка гибкой трубы НУБТ 3-1/2 СУПЕРСЛИМ при сканировании методом ультразвуковой толщинометрии.

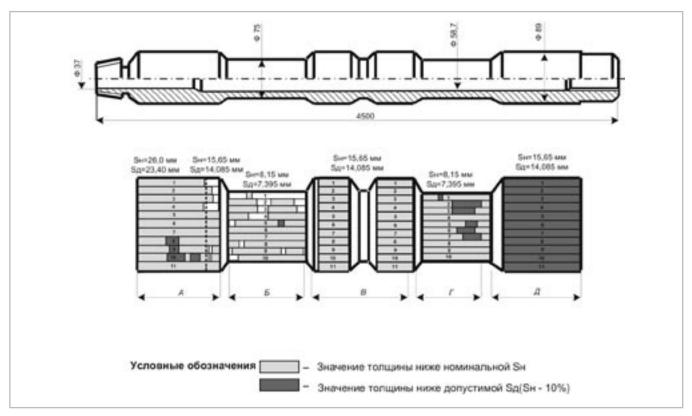


Рис.2. Развёртка подвесной трубы НУБТ 3-1/2 СУПЕРСЛИМ при сканировании методом ультразвуковой толщинометрии.

в ЗАО «Конструкция» специально по заказу ОЗНПО для ультразвукового контроля бурильных труб, более целесообразно использовать непосредственно на буровой, при минимальной скорости подачи бурильной трубы. Связано это с тем, что наличие в устройстве 4-х щелевых преобразователей, расположенных друг против друга, и принудительная подача в зону контроля в качестве контактной жидкости воды, ориентировано на вертикальное расположение бурильной трубы. В связи с тем что трубы были доставлены заказчиком к месту расположения лаборатории, было решено применить сканирующий датчик с привязкой к продольной координате из комплекта ультразвукового толщиномера «CKAT-4000».

Для более полного прозвучивания тело трубы по всей длине было разделено на

зоны (рис.1, рис.2), а зоны поделены на участки (файлы). Получилось, в зависимости от диаметра, от 10 до 11 файлов. Каждая зона имела своё название (например, зона А), а файлы свой номер (например, 89-1). В результате измерений получились диаграммы распределения толщины стенки трубы с привязкой номера файла и указанием координаты минимума (диаграммы одной из зон показаны на рис.3). По данным всех файлов, а их получилось 53 для гибкой трубы и 64 для подвесной, составили развёртку тела трубы, где указали жёлтым цветом значение толщины ниже номинальной, а красным утонение более 10% от номинального значения. Так как отсутствовали сведения о металле и критерии отбраковки данного изделия, настройку аппаратуры произвели непосредственно на трубе, установив скорость ультразвука в данном материале и настроив датчик продольной координаты на обозначенный путь прохождения сканирующего устройства.

На рисунке 1 уменьшение толщины стенки гибкой НУБТ 3-1/2 Суперслим более 10%, обозначенное красным цветом, обнаружили в зонах Б, Г и незначительно в зоне Д.

На рисунке 2 показано уменьшение толщины стенки НУБТ 3-1/2 для подвесной трубы более 10% в зонах А, Б, Г и Д на протяжении всей зоны.

Сравнив сведения о характере работы трубы, полученные у заказчика, со своими результатами контроля, мы убедились, что измерения были проведены правильно. К тому же заказчику было выдано два варианта заключения. Первый — это компьютерный (электронный), где с помощью ▶

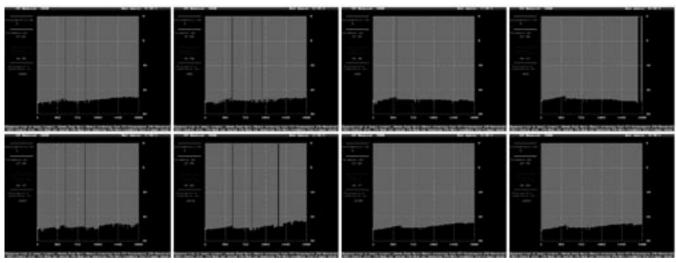


Рис.3. Диаграммы распределения толщины стенки гибкой трубы НУБТ 3-1/2 по файлам в зоне Б (см. рис.1) при сканировании ультразвуковым толщиномером СКАТ-4000



Рис. 4. Стенд для настройки приборов при ультразвуковом контроле бурильных труб и переводников (крупным планом показано устройство УМБТ-2).



Рис.5. Образцы с искусственными дефектами для настройки приборов при ультразвуковой дефектоскопии и толщинометрии (крупным планом показаны искусственные дефекты).

специальной программы можно проанализировать каждые 2 мм тела трубы. И второй это печатный, которому было отдано предпочтение из-за лёгкости восприятия информации. Специалисты центра «ИНТЕХ» остались довольны проделанной нами работой, сделав выводы о дальнейшем использовании этих дорогостоящих труб.

Работа по техническому диагностированию бурильных труб и переводников - это и толщинометрия по всему телу, и ультразвуковая дефектоскопия (поиск дефектов продольной и поперечной ориентации) как по всему телу, так и на концах труб в зонах резьбы и сварного шва. В дополнение к этому ещё проводится магнитопорошковая дефектоскопия для выявления поверхностных дефектов, например усталостных трещин, которые являются результатом хрупкого разрушения преимущественно в зоне расположения концентраторов напряжения под действием многократных нагрузок. Как показал опыт, нельзя ограничиваться одним методом контроля, например ультразвуком. Необходимость дополнения того или иного метода может быть обусловлена в выявляемость того или иного дефекта. При выборе методов неразрушающего контроля, как показывает опыт, необходимо учитывать следующие основные факторы: характер (вид) возможных дефектов и их расположение; возможности методов контроля; виды деятельности, при которых применяется неразрушающий контроль (изготовление, ремонт, техническое диагностирование); формы и размеры контролируемых элементов; материалы, из которых изготовлены контролируемые элементы; состояние и шероховатость контролируемых поверхностей.

Ещё одно очень важное дополнение к вышесказанному. Выдача заключений по неразрушающему контролю бурильных труб и переводников возможна при наличии документации, содержащей нормы допустимости дефектов и критерии отбраковки контролируемого оборудования. Созданные в своё время научно-исследовательскими

институтами руководящие документы и инструкции по неразрушающему контролю бурильных труб и переводников устарели и не всегда подходят к конкретному виду оборудования, а приведённые в этих документах браковочные критерии бракуют даже новые бурильные трубы. Поэтому возникает необходимость пересмотреть изданные раннее методики и внести изменения и дополнения, руководствуясь необходимыми экспериментами и расчётами.

Ещё хотелось бы отметить, что для выполнения таких сложных и ответственных работ необходима очень точная и грамотная настройка всей аппаратуры, которая необходима для качественного и достоверного контроля оборудования. В связи с этим специально для настройки приборов ультразвукового контроля в нашей лаборатории был изготовлен стенд, который позволяет производить настройку аппаратуры на испытательных образцах с искусственными дефектами для диаметров от 60 до 140 мм (рис.4).

На стенде предусмотрена принудительная подача воды в качестве контактной жидкости, что облегчает процесс настройки.

Разнообразие образцов для настройки и наличие искусственных дефектов типа надреза и ступенчатого утонения тела трубы позволяют максимально приблизить образцы к проверяемому оборудованию (рис.5).

Как показывает практика, искусственный дефект типа надрез по своим отражательным свойствам близок к усталостным трещинам. Но в процессе контроля труб и переводников чувствительность контроля меняется. Это зависит от многих факторов: чистоты поверхности; затухания ультразвука; акустических свойств среды, контактирующей с проверяемой средой; температурой окружающей среды и др. В связи с этим испытательный образец не может служить браковочным критерием. В этом случае в значительной степени помогают современные ультразвуковые дефектоскопы типа УД2-70, УД3-103 «Пеленг», «Сканер»,

которые не только обнаруживают дефекты, но и анализируют их и выдают через компьютер дефектограмму и протокол измерений.

Анализ проведённой нами работы позволяет сделать следующие выводы. ■

### выводы

- 1. Описанный в данной статье метод неразрушающего контроля на основе сканирования ультразвуковым толщиномером СКАТ-4000 и определения зон с недопустимым значением толщины стенки трубы позволяет использовать его для труб малого диаметра с ограниченной длиной, а также для контроля элементов исследовательской аппаратуры из различных материалов.
- Наличие механизированного устройства УМБТ-2 в комплекте дефектоскопа «СКАНЕР» даёт возможность пробовать проводить работы по дефектоскопии бурильных труб на месте их эксплуатации.
- Необходимость комплексного неразрушающего контроля (ультразвукового и магнитопорошкового) обусловлена выявляемостью тех или иных дефектов в зонах расположения концентраторов напряжений.
- Пересмотр изданных раннее методик и инструкций по неразрушающему контролю бурильных труб и внесение изменений и дополнений, руководствуясь необходимыми экспериментами и расчётами, необходимо для определения норм допустимости дефектов и критериев отбраковки контролируемого оборудования.
- Наличие различных стандартных, контрольных и испытательных образцов для настройки приборов даёт возможность широко использовать методы дефектоскопии на различных объектах контроля из числа бурового и нефтепромыслового оборудования. Но об этом более подробно мы расскажем в следующих публикациях.



### В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ ОТКРЫТЫ НОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

15 сентября Государственной комиссией по запасам (ГКЗ) Федерального агентства по недропользованию утверждены запасы нового газового месторождения, расположенного на территории Братского и Усть-Удинского районов на севере Иркутской области в границах Ангаро-Илимского лицензионного участка, расположенного в 350 километрах на север от Иркутска. Геологоразведочные работы на этой площади Иркутская нефтяная компания начала в 2003 году.

«Ангаро-Илимское газовое – такое название дали ему геологи и руководители ИНК. Начальные геологические запасы газа месторождения по категории С1+С2 составляют 33 миллиарда кубических метров. Руководители компании поздравляют с защитой запасов нового углеводородного месторождения коллектив компании, а также всех ветеранов-геологов и работников бывшего ПГО «Востсибнефтегазгеология» и ФГУП «Иркутскгеофизика», которые когда-то начинали разведку недр в тяжелых условиях Восточной Сибири.

Напомним, что в 2008 году компания открыла Западно-Аянское месторождение, в 2009 году открыты Ангаро-Илимское и Нарьягинское месторождения, отчет по запасам которого передан в ГКЗ.

### Таким образом, геологические/извлекаемые запасы компании за 2 года увеличатся:

- нефти на 65 /32 млн.т.;
- газового конденсата на 14/9 млн.т

Иркутская нефтяная компания (ИНК) владеет 11 лицензиями на пользование недрами углеводородных месторождений и участков. В 2008 г. в состав акционеров ИНК вошел Европейский Банк Реконструкции и Развития. ЕБРР приобрел долю в 8,15%.

664025, г. Иркутск, ул.Российская, 12 т.\ф.: (3952) 211-352

www.irkutskoil.ru





### ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

### Геотекстильные полотна ГЕОКОМ для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений
- городского благоустройства

OAO «КОМИТЕКС» 167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10. тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575 факс (8212) 28-65-60 market@komitex.ru, www.komitex.ru





15

Принято считать, что автоматизация в первую очередь касается тех сфер деятельности, которые напрямую связаны с использованием компьютеров. Но именно в сферах, не связанных напрямую с использованием персональных компьютеров, внедрение систем автоматизации проявляется наиболее ярко и результат от их использования наиболее очевиден. В рамках данного материала мы расскажем о том, как в ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» была внедрена Информационная Система Управления Промышленной Безопасности (ИС УПБ) и каких результатов удалось достичь благодаря вне-

# ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

А. ЮШКОВ

B. AXMETOB

Ведущий инженер по системам электронного архива и документооборота компании «Бюро САПР»

Руководитель группы САПР филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»

г. Москва

г. Кстово

### ОШИБАТЬСЯ НЕЛЬЗЯ!

дрению этой системы.

Давайте поставим себя на место сотрудника УПБ и посмотрим, чем же нам приходится заниматься. Проведение инструктажей, проверок знаний сотрудников; планирование, организация различных проверок установок и производств: контролирование своевременности проведения необходимых мероприятий с целью устранения выявленных нарушений; общение с контролирующими органами (работа с предписаниями, постановлениями и т.п.). А вдруг авария или несчастный случай на производстве? Не стоит забывать и об отчётности. Руководство всегда хочет знать, что и как происходит на его предприятии.

Что характерно, эта область отличается большим объёмом бумажных документов: предписания, инструкции, планы, отчёты. Причем нередко одни документы заменяют (дополняют) другие. В такой ситуации легко и ошибиться, а ошибаться нельзя! Конечно, персональные компьютеры позволяют хранить и систематизировать документы. Но при занесении всех бумажных документов в компьютер возможно дублирование, а порой

и противоречивость однотипной информации на различных компьютерах. И при этом планирование, контроль исполнения, отчётность, переписка все равно остается тяжелым ручным трудом.

Естественно, такое положение дел не устраивает руководство УПБ. Поэтому попытки автоматизировать работу возникали уже неоднократно. Но использование неспециализированного программного обеспечения или ПО, адаптированного под другое предприятие, не приносило желаемых результатов. Поэтому «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» предложил реализовать автоматизацию УПБ на базе системы Lotsia PDM Plus, которая уже хорошо себя зарекомендовала при автоматизации ПКО предприятия, твёрдой уверенности в положительном исходе проекта у руководства УПБ не было. Однако сдача в тестовую эксплуатацию уже первых частей проекта показала, что в этот раз управление промышленной безопасности наконец получило ту систему, которая ему была столь необходима.

### ЗАДАЧИ И КОМАНДА

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

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

- учёт и контроль проведения инструктажей и проверок знаний работников;
- производственный контроль 2-го уровня;
- производственный контроль 3-го уровня;
- контроль и учёт предписаний надзорных органов:
- регистрация и учёт опасных производственных факторов и объектов;
- регистрация и учёт аварий, инцидентов, неисправностей.

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

### **HA CTAPTE**

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

Следующим шагом было проведение специалистами компании «Ребис РАША» совместно со специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» обследования, в результате которого была получена общая информация по проекту в целом и детальная информация по первой его части - «Учёт и контроль проведения инструктажей и проверок знаний работников».

В мае 2008 г., через 3 месяца после начала реализации проекта, первый модуль системы был передан в УПБ для тестовой

Модуль «Учёт и контроль проведения инструктажей и проверок знаний работников» включал в себя: ▶



- Ведение карточек работников с фиксированием дат и результатов проведения ежегодных проверок знаний, повторных и внеплановых инструктажей (рис. 1).
   В системе предусмотрена возможность временного и полного отключения контроля системой за сроками проведения инструктажей и проверок знаний по каждому сотруднику.
- 2. Предоставление руководству, начальникам производственных подразделений и специалистам УПБ отчётов о выполнении графика проверок знаний и инструктажей (рис. 2, 3).
- Рассылку оповещений о необходимости проведения инструктажей и проверок знаний, а также об истечении срока проведения проверок знаний и инструктажей лицам, ответственным за их проведение.
- Предоставление отчётов отделу охраны труда об экзаменуемых лицах, не прошедших аттестацию, и многое другое...

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

### РАСШИРЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛА

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

В июле 2008 г. рабочая группа приступила к реализации следующих модулей системы: «Производственный контроль 2-го уровня» и «Производственный контроль 3-го уровня».

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

Через два месяца УПБ уже получило первые тестовые варианты модулей и, начиная с октября, началось активное обучение пользователей для работы с новыми модулями. Обучение, как и в первый раз, проводилось силами специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ», а информационная поддержка и внесение исправлений по выявленным замечаниям и пожеланиям пользователей — специалистами компании «Ребис РАША».

В результате совместной работы к ноябрю 2008 г. проект функционировал в составе трёх основных модулей. Помимо ставших уже привычными, в системе появились новые возможности:

• формирование графика производственного контроля 2-го уровня и 3-го уровня (рис. 4);

Сформированный график проведения >

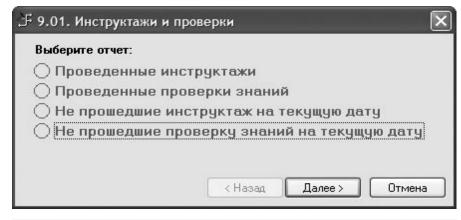


Рис. 2. Виды отчётов

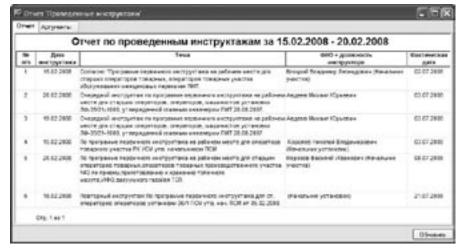


Рис. 3. Отчёт по проведённым инструктажам



Рис. 4. Дерево графиков производственного контроля

- производственного контроля можно выгрузить из системы напрямую в MS Excel (рис. 5).
- фиксирование результатов проверок с выдачей соответствующих предписаний и фиксирование их выполнения (рис.6);
- предоставление руководству, начальникам производственных подразделений и специалистам УПБ отчётов о выполнении графиков производственного контроля и мероприятий по результатам этого контроля (рис.7).

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

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

### ДАЛЬШЕ – БОЛЬШЕ

Так как оставшиеся три модуля (Контроль и учёт предписаний надзорных органов, Регистрация и учёт опасных производственных факторов и объектов, Регистрация и учёт аварий, инцидентов, неисправностей) предназначены для использования исключительно специалистами УПБ, было решено сделать их совместно.

В декабре 2008 г. было проведено обследование, и в феврале 2009 г. модули были сданы в тестовую эксплуатацию.

Модуль «Контроль и учёт предписаний надзорных органов» позволил:

- регистрировать предписания (рис. 8);
- формировать план мероприятий по выполнению предписаний. Каждое мероприятие может формироваться с указанием нескольких ответственных исполнителей, причём отслеживание выполнения мероприятия происходит по каждому исполнителю в отдельности;
- регистрировать переписку и внутренние документы по выполнению предписаний;
- представлять руководству, начальникам производственных подразделений и специалистам УПБ отчёты о выполнении пунктов предписаний и мероприятий по предписаниям.

Модуль «Регистрация и учёт опасных производственных факторов и объектов» дал возможность:

- регистрировать опасные производственные и профессиональные риски, опасные производственные объекты предприятия, заключения экспертизы ПБ, аттестацию рабочих мест;
- представлять руководству, начальникам производственных подразделений и специалистам УПБ отчёты об опасных производственных и профессиональных рисках, опасных производственных

- объектах предприятия, заключениях экспертизы ПБ, аттестации рабочих мест по формам, предусмотренным действующими стандартами и положениями предприятия:
- вести реестры в соответствии со стандартами и положениями, действующими на предприятии.

Модуль «Регистрация и учёт аварий, инцидентов, неисправностей» позволил регистрировать аварии, инциденты, неполадки, производственный травматизм и профзаболевания. Теперь по результатам расследования инцидентов формируются планы необходимых мероприятий, а руководству и специалистам УПБ представляются отчёты об их выполнении.

### ПОДВЕДЕМ ИТОГИ

Проект по внедрению ИС УПБ был реализован в течение одного календарного года. Внедрение системы позволило сократить трудозатраты на повседневные рутинные работы, дало возможность своевременно и в автоматическом режиме получать оповещения о запланированных мероприятиях и контролировать сроки их выполнения. Упростилось формирование сводных отчётов, формируемых в УПБ.

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

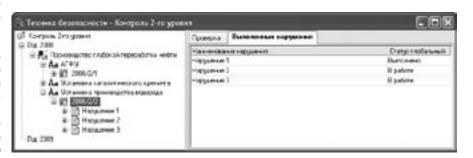


Рис. 5. Отображение нарушений



Рис. 6. Форма отчёта по результатам производственного контроля

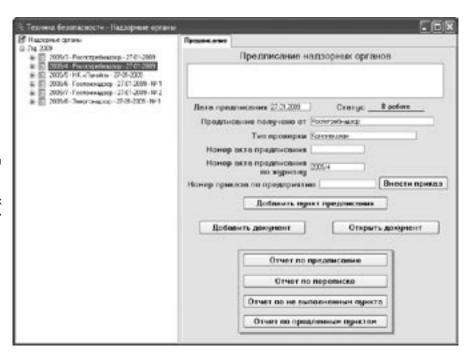


Рис. 7. Работа с предписаниями надзорных органов

Эта статья посвящена вопросу автоматизации конструкторско-технологической подготовки производства (КТПП) на базе отечественной интегрированной системы ADEM-VX.

# **ADEM-VX:**

### СКВОЗНАЯ ПОДГОТОВКА ПРОИЗВОДСТВА ПО ЭТАПАМ

А. БЫКОВ В. КАРПОВСКИЙ К. КАРАБЧЕЕВ к.т.н, директор отдела разработок OOO «Рациональные технологии» эксперт CAD/CAM/CAPP, OOO «Рациональные технологии» эксперт CAD/CAM/CAPP, OOO «Рациональные технологии»

г. Москва

Несколько слов о важнейшем преимуществе интегрированных систем. В отличие от варианта использования отдельно стоящих систем типа A- для конструкторов, B- для технологов, C- для программистов ЧПУ и т.д., интегрированная система типа ABC позволяет исключить большинство проблемных моментов, которые происходят между A, B и C. A как показывает практика, на эти переходы уходит существенная доля времени КТПП и именно там возникает большая часть ошибок.

# Основными укрупненными этапами процесса КТПП являются следующие пункты:

- проектирование состава изделия, создание модели изделия и выпуск конструкторской документации;
- проектирование техпроцессов;
- программирование станков с ЧПУ на основе моделей;
- выпуск технологической документации.

Практически ADEM-VX сочетает средства автоматизации для различных видов инженерной деятельности, оперативное взаимодействие которых является ключом к рентабельному производству.

- CAD-систему для конструирования, моделирования и оформления КД.
- Assembly, систему для создания и ведения сборок.
- САРР/САМ систему для проектирования техпроцессов, позволяющую выполнять программирование станков с ЧПУ в контексте создаваемого ТП и оформления технологической документации в соответствии с ЕСТПП.
- GPP-подсистему создания постпроцессоров.
- Vault (Архив)-систему для работы с документами.
- Дополнительные подсистемы, использование которых в данной статье не рассматривается.

Рассмотрим, как протекает процесс

подготовки производства и применение различных модулей интегрированной системы ADEM-VX.

- Определение и назначение состава изделия (модули CAD / CAPP / VAULT (Архив))
- 1.1. Создание состава изделия.
- 1.2. Заполнение дерева проекта нормативно-технологическими данными (материал, кол-во деталей на сборку, сортамент, профиль заготовки, вес, предварительная или известная трудоемкость, производственный маршрут следования, детали узла по технологическому процессу, используемые типовые технологические процессы).
- 1.3. Формирование спецификации.
- Формирование нормативных спецификаций.

Разработанный изначально как среда авторизованного хранения и поиска документов, модуль ADEM Vault (Архив) постоянно расширяет свою функциональность. Поэтому, организуя проект в виде структуры изделия, можно формировать различного рода ведомости и отчеты. Например ведомость используемых материалов и инструментов, сводные ведомости трудоемкости, карты тех. планирования и другие виды документов. Таким образом, в рамках технологического или конструкторского бюро модуль ADEM Vault можно рассматривать как недорогой и легко настраиваемый компонент, выполняющий функции «легкой» PDM-системы, который, в то же время, обеспечивает интеграцию ADEM в общезаводскую систему управления предприятием.

- Создание проектных сводных ведомостей (модуль CAPP).
- По расходу материала, стандартных деталей, узлов, покупных и готовых деталей, узлов.

- 2.2. Сводная ведомость по предварительной трудоемкости.
- 3. Создание моделей деталей изделия (модуль CAD).

Конструкторский модуль системы ADEM CAD является системой универсального гибридного моделирования. Он одинаково хорошо работает как с плоскими объектами в качестве эффективной «чертилки», так и с твердыми объемными телами и с поверхностями.

Помимо обычных способов модификации моделей, таких как различные скругления углов и срезание фасок, система насыщена специфическими командами: локальными операциями, построением оболочек, восстановлением поверхностей и др.

Одной из ключевых задач, решаемых системой, является создание объемных моделей, имеющих максимальный уровень технологической проработки, который обеспечивает изготовление деталей на современном оборудовании. Более того, эти модели должны играть роль эталонов для контроля точности и качества.

- 4. Создание сборочной модели изделия (модуль Assembly (Сборка)
- 4.1. Сборка по деталям.
- Проверка собираемости изделия, устранение «конфликтных» ситуаций, установка полей допусков соединений.
- 4.3. Визуализация сборки-разборки изделия.

Модуль Adem Assembly предназначен для разработки иерархических объемных сборок. Проектирование сборок может производиться «снизу вверх», т.е. сначала создаются детали, из которых формируются подсборки и сборки следующих уровней. А также «сверху вниз», когда сначала создается общая сборка, а затем производится ее детализация до необходимого уровня. ▶



Рис. 1. Дерево проекта с составом изделия «Угловой кран»



Рис. 2. Модели деталей изделия «Угловой кран».

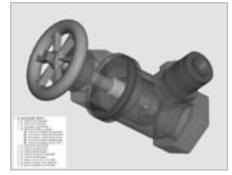


Рис. 3. Сборочная модель изделия «Угловой кран».

Редактор сборок позволяет формировать сборку из деталей и подсборок, устанавливать конструктивные связи и ограничения между элементами сборки. При добавлении компонента или подсборки в модуль ADEM Assembly в иерархическом дереве сборки автоматически появляется объект с именем компонента. На основе дерева сборки формируется обменный файл в формате XML, передающий ссылки на все компоненты сборки и связи между ними. На основе этой информации в ADEM Vault строится электронная структура изделия.

 Создание конструкторской документации: спецификации, эскизы, чертежи (модули CAD / VAULT).

В плане подготовки чертежей в ADEM CAD стоит отметить полную поддержку Единой Системы Конструкторской Документации, с соответствующей гибкой простановкой размеров, знаков шероховатости, допусков на отклонение от формы и расположения поверхности и других элементов оформления.

- 6. Создание ЧПУ-операций (модуль САМ)
- 6.1. Создание технологического процесса ЧПУ-операций.
- 6.2. Создание САМ переходов и операций.
- 6.3. Создание карт наладок инструмента на ЧПУ-операцию.
- 6.4. Получение УП на требуемое оборудование.
- 6.5. Создание карт наладок на ЧПУ-операцию или переход.

Для программирования ЧПУ нужно: создать программную операцию, задать модель оборудования, инструмент, форму заготовки, необходимые технологические команды и подключить нужный постпроцессор. К операции можно добавлять конкретные технологические переходы и конструктивные элементы.

При задании конструктивных элементов используются стандартные типы: колодец, стенка, окно, паз, плоскость, уступ, плита и т.п. Их определение может осуществляться как на основе простых плоских контуров, так и на основе граней и ребер 3D-модели.

Библиотека постпроцессоров АДЕМ содержит  $\sim 640$  различных вариаций «станок - стойка с ЧПУ», включая отечественное и зарубежное металлообрабатывающее оборудование с ЧПУ (фрезерное, токарное, сверлильное, электроэрозионное, сварочное, газовой и лазерной резки, лазерной 2X-5X обработки, прессов с ЧПУ и др).

Генератор постпроцессоров (ADEM GPP) на одном из совещаний Миннауки, посвященном авиационным технологиям, в апреле 2007 г., был назван наиболее гибким и мощным инструментом среди подобных модулей известных CAD/CAM систем. Созданный российскими разработчиками Группы компаний ADEM, модуль генерации постпроцессоров многократно доказывал свою эффективность как при запуске сложного современного оборудования, так и при подключении устаревших станков с ЧПУ.

 Создание технологического процесса, нормирование технологического процесса, создание технологической документации (модуль CAPP).

Модуль ADEM CAPP является системой проектирования технологических процессов, которая позволяет с различной степенью автоматизации проектировать единичные, групповые и типовые ТП по многим направлениям: механообработка, сборка, сварка, гальваника, штамповка и др.

В ADEM CAPP существует несколько методов создания единичных техпроцессов. Один из них - последовательное формирование структуры путем добавления операций, переходов, эскизов и т. д. При этом в распоряжении технологов находятся классификаторы операций и переходов, базы по оборудованию, оснастке, режущему и мерительному инструменту. Используется контекстная фильтрация, позволяющая отсечь несовместимые сочетания операций, оборудования, переходов и оснастки, вследствие чего сокращается объем обрабатываемой пользователем информации. Автоматизированы процедуры назначения режимов резания и определения норм времени.

Другим способом проектирования техпроцесса является использование типовых технологических объектов. Любой технологический объект, будь то операция или переход, может быть сохранен и в дальнейшем использован при разработке других технологий как в неизменном виде, так и с последующей корректировкой. Наряду с этим в системе возможна работа нескольких технологов над одним большим техпроцессом, состоящим из самых разных операций.

Еще один вариант проектирования – использование объектно-ориентированных технологий, в том числе алгоритмов автоматического создания маршрутов обработки. Ярким примером такого подхода является сервис создания маршрута обработки отверстия, который позволяет на основе данных о размере, точности и типе отверстия сформировать полный маршрут его обработки.

- Создание нормативных сводных ведомостей (модуль CAPP)
- Ведомости по расходу материала, стандартных деталей, узлов, покупных и готовых деталей, узлов.
- 8.2 Сводная ведомость по трудоемкости. /По операциям и деталям/.
- 8.3. Комплект конструкторско-технологической документации на все изделие.

По окончании конструкторско-технологической подготовки производства мы имеем электронную структуру изделия, всю конструкторскую и технологическую документацию, необходимую для дальнейшего его изготовления. Стоит отметить, что вся информация находится в одном месте и доступна для использования. Если предприятие использует систему планирования производства (MES) и/или систему управления предприятием (ERP), то отпадает необходимость повторного ввода данных. Всю необходимую информацию для функционирования этих систем можно получить из общей базы данных об изделии, хранимой в ADEM Vault. Используя функционал ADEM Vault АРІ, можно адаптировать процесс передачи под любую MES/ERP систему.

Таким образом, без лишних переходов между различными САD, САМ, САРР, PDM- системами в результате применения единой интегрированной системы ADEM процесс КТПП становится более линейным и параллельным одновременно, что является основой повышения производительности и качества в целом. ■

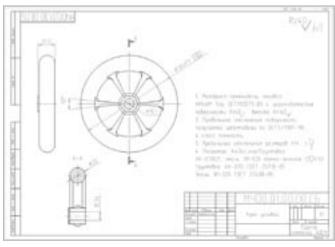


Рис 4. Чертеж детали



Рис. 5. Фрезерные, токарные, координатно-расточные переходы ЧПУ. Моделирование обработки на станке.



С 9 по 11 сентября аналитики нефтегазового сектора, представители бизнескругов, руководители федеральных и региональных органов власти, топ-менеджеры предприятий нефтегазовой отрасли, эксперты и представители СМИ встретились в Казани на одном из самых авторитетных и масштабных событий - XVI международной специализированной выставке «Нефть, газ. Нефтехимия». Совместно с выставкой состоялись IV международная конференция «Практическое применение технических регламентов в нефтегазовом комплексе России» («НЕФТЕГАЗСТАН-ДАРТ-2009») и 4-я специализированная выставка «Промышленная экология и безопасность».

Выставка «Нефть, газ. Нефтехимия» наиболее полно отражает современные проблемы и перспективы развития отрасли: добычу и переработку нефти и газа, освоение новых месторождений, строительство и ремонт скважин, транспортировку, инвестиции в отрасль, международное сотрудничество, вопросы экологической безопасности и другое. В целом выставка вносит существенный вклад в развитие технологической инфраструктуры и техническое перевооружение предприятий нефтегазохимического комплекса Татарстана, а также стимулирует развитие научного потенциала, отраслевых научных программ.

В этом году участниками выставок стали 206 компаний из городов России, а также Бельгии, Германии, Дании, Швейцарии, Японии.

Сегодня сложно представить выставку «Нефть, газ. Нефтехимия» без её главных экспонентов — всемирно известных компаний нефтегазового комплекса.

Нельзя обойти вниманием ОАО «АК «Транснефть» – ведущее предприятие нефтегазовой отрасли, которое осуществляет 93% транспорта всей добываемой в России нефти; ОАО «Татнефть» – компания ежегодно увеличивает объем добычи нефти, владеет большей частью лицензий на разведку и добычу нефти на территории Республики Татарстан и расширяет ресурсную базу за счет освоения месторождений на других территориях.

Особенно стоит отметить крупнейшие промышленные предприятия Татарстана: ОАО «Казаньоргсинтез», ОАО «Нижнекамскнефтехим». Показателем авторитета является и присутствие на выставке

# НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ – ФУНДАМЕНТ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ

таких компаний, как ОАО «РИТЭК», ООО «ЮМО», филиал ООО «Иокогава Электрик СНГ», ООО «Самсон Контролс», ООО «АББ Автоматизация», ЗАО «ГРАСИС», ООО «Феникс Контакт Рус», ООО НПП «Элемер» и многих других.

Важным деловым мероприятием, на котором были затронуты наиболее актуальные проблемы нефтяной и газовой промышленности, стала IV международная конференция «Практическое применение технических регламентов в нефтегазовом комплексе России» («НЕФТЕГАЗСТАНДАРТ – 2009»).

Организаторами конференции выступили — Российский союз промышленников и предпринимателей, Министерство промышленности и торговли РФ, Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан, Межотраслевой совет по техническому регулированию и стандартизации в нефтегазовом комплексе России.

Участниками конференции стали более 300 делегатов из России, стран ближнего и дальнего зарубежья - это члены Международной ассоциации нефтегазопроизводителей OGP, ведущие мировые специалисты в области стандартизации, руководство Европейской экономической комиссии ООН, представители федеральных и региональных органов власти, ведущих международных и российских нефтегазовых компаний, отраслевых ассоциаций. В ходе конференции были выработаны механизмы взаимодействия в сфере стандартизации нефтегазодобывающих компаний со смежными отраслями промышленности, меры по активизации участия российских компаний в разработке и практическом применении международных стандартов.

Одними из ключевых на конференции стали вопросы практического применения технических регламентов: «О безопасности зданий и сооружений», «О требованиях пожарной безопасности», «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» и др. Участники мероприятия обсудили проблемы внесения изменений в смежное законодательство в связи с подготовкой ФЗ «О стандартизации», вопросы участия НГК России в подготовке технических регламентов ЕЭК ООН, ЕврАзЭс, Российской Федерации.

На торжественной церемонии закрытия конференции «НЕФТЕГАЗСТАНДАРТ-2009» Первый заместитель руководителя Комитета РСПП по техническому регулированию, стандартизации и оценке соответствия – Андрей Николаевич Лоцманов огласил резолюцию конференции «Нефтегазстандарт-2009».

Также на закрытии состоялась церемониия награждения участников конкурса на лучший образец и технологию, который состоялся в рамках выставок «Нефть, газ. Нефтехимия» и «Промышленная экология и безопасность».

Награждение проходило в соответствии номинациям, которые были определены согласно Положению о конкурсе, утвержденному Премьер-министром Республики Татарстан Рустамом Нургалиевичем Миннихановым: «Продукция с новыми или улучшенными характеристиками», «Инновационные экологически безопасные технологии», «Энергосберегающие технологии и оборудование», «Повышение нефтеотдачи пластов», «Оборудование и технологии безопасного удаления и утилизации отходов нефтегазодобывающих и нефтехимических производств, в том числе с получением вторичных ресурсов или материалов». ■

420059, Россия, Татарстан, г.Казань, Оренбургский тракт, 8 тел: +7 (843) 570-51-11 тел/факс: +7 (843) 570-51-23 e-mail: kazanexpo@telebit.ru www.expokazan.ru





ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

# АВТС» производит

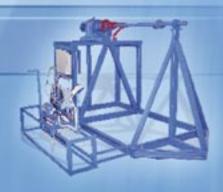


- Оборудование для отмотки и измерения длины кабеля, провода, каната.
- Прочее оборудование для кабельных организаций
- Счетчики метража (сертификат Госстандарта РФ)



T/\$\phi\$ (812) 315-9759, 712-5155 info@avts.spb.ru www.avts.spb.ru







ЗАО -Сибпромкомплект-625014, г. Тюмень, ул. Республики, 250 **Тел./факс: (3452) 21-39-15 (приемная)** E-mail: spk@zaospk.ru www.sibpromkom.ru



### Энергоэффективная теплоизоляция трубопроводов

- Теплогидроизоляция всех элементов нефтегазопроводов. диаметр до 1420 мм.
- Трубы и детали трубопроводов с одно- двух- или трехслойным антикоррозионным покрытием.
- Теплогидроизолированные трубы и детали трубопроводов с балластным покрытием путем обетонирования для подводных магистральных трубопроводов.
- Обсадные термоизолированные колонны для теплоизоляции нефтяных скважин.
- Конструкции трубопроводов и емкостного оборудования теплоизолированные пенополиуретаном с системами электрообогрева.
- Противопожарные вставки с изоляцией из негорючих материалов.
- Неподвижные и скользящие опоры различных конструкций в тепловой изоляции и без.
- Другие виды продукции для трубопроводов.

Повышение энергоэффективности — это большая макроэкономическая задача и схоцаемый эффект ст её решения зависит не точью ст сокращения потребления энергоресурсов, не и ог запуска новых инновационных процессов, от внедрения передовых технологических решений.

Президент России Дмитрий Медледев

\*По материалам www.kremin.ru

Продукция завода сертифицирована. Изделия для нефте- и газопроводов внесены в реестры допущных к использованию ОАО АК «Транснефть» и OAO «Газпром». Продукция завода имеет разрешение к применению от Ростехнадзора, сертификат пожарной безопасности. Производство сертифицировано в системе менеджмента качества ГОСТ РИСО 9001-2001.

Тел. (3452) 21-45-34 — по вопросам заказа продукции.

Тел. (3452) 21-09-62 — по вопросам сотрудничества для региональных дилеров.

Профессионализм и надежность



Из-за кризиса многие химические предприятия заморозили либо сократили свои инвестиционные программы. Компания «Метафракс» – одна из немногих, которая не просто заканчивает реализацию проекта, но выводит его в стадию промышленной эксплуатации, представляя рынку расширенный ассортимент продуктов блочного полиамида

# Компания **«Метафракс»**

### Три проекта одной компании

В I полугодии 2009 года на «Метафраксе» было произведено товарной продукции на общую сумму 2,34 млрд рублей, то есть на 47% меньше, чем в аналогичный период прошлого года. Тем не менее, в отличие от других компаний, предприятию удалось закончить этот период с прибылью, что можно считать хорошим результатом на общем депрессивном фоне. Этому в существенной степени способствовала долгосрочная работа, направленная на модернизацию и внедрение новых производств, что обусловило улучшение качества продукции, уменьшение ее себестоимости, а в итоге позволило остаться конкурентоспособными даже в сегодняшних сложных условиях.

История компании «Метафракс» — постоянное развитие, модернизация существующих мощностей и интеграция новых современных производств. Для реализации инвестиционных проектов привлекаются известные западные компании: «Methanol Casale», «Perstorp Formox», «Dynea Chemicals», «Persico», «Pomer Engineering», «J. Matthey», KBR, Air Lipuide

В 2007 году руководство компании заключило три контракта — на приобретение установок по производству полиамида, уротропина и газообразного азота — на сумму более

26 млн евро. Несмотря на неблагоприятные условия, в 2008 году проводились работы по строительству новой установки по выпуску полиамида (сумма капитальных вложений составила более 290 млн рублей), в реконструкцию производства уротропина было инвестировано около 70 млн рублей, начато строительство установки газообразного азота (вложения – более 27 млн. рублей)?.

Наладку установки уротропина планируется закончить в III квартале 2010 года. Часть монтажно-строительных работ осуществлена в 2009 году, в 2010 году — будет завершен монтаж оборудования. Установку газообразного азота планируется запустить в конце 2009 года. Помимо производства газообразного азота, установка полностью обеспечит предприятие сжатым воздухом и таким образом сэкономит энергоресурсы. А новая установка по выпуску блочного ПА 6 (капролона В), поставленная итальянской компанией «Persico», будет запущена уже в октябре 2009 года.

### Мощности капролона удваиваются

Мощности блочного ПА увеличатся в два раза, до 1,5 тыс. тонн в год. В год планируется производить 773,4 тонн полиамидных стержней, 368 тонн труб, 408 тонн листов.

«Блочный ПА 6 мы выпускаем уже давно,

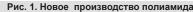
сообщил Николай Илюхин, технический директор «Метафракса» – Еще в ноябре 1970 года впервые в СССР на губахинском химзаводе было освоено промышленное производства капролона. Тогда все оборудование мы собрали сами. Сейчас оно устарело и не отвечает современным технологическим требованиям, и вопрос стоял достаточно остро: закрыть производство, сократив рабочие места, либо провести реконструкцию и удержать завоеванные на рынке позиции. В 2007 году было принято решение строить новую установку, отвечающую современным технологическим требованиям».

Решение принималось еще до кризиса. Контракт был подписан и вступил в активную фазу, поэтому «замораживать» проект уже не было смысла, тем более что уже инвестировано 7 млн евро. Изначально предполагалось, что затраты окупятся на протяжении пяти лет, но в связи со сложившейся сегодня ситуацией на рынке ясно: потребуется несколько большее время.

### Преимущество – качество и ассортимент

Эксперты компании признают, что сегодня спрос на ПА 6 значительно упал. В начале 2009 года на «Метафраксе» пришлось законсервировать действующую установку. ▶





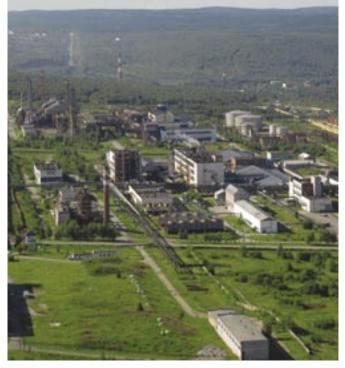


Рис. 2. Территория Компании «Метафракс»

Но в середине года активность потребителей снова начала расти. «Сейчас всем трудно, но мы рассчитываем, что с выходом из кризиса появится и потребность в товаре, и тогда нам будет что предложить, – отметил Н. Илюхин. – Загруженность новых мощностей будет зависеть от спроса на продукцию и эффективной работы отдела сбыта».

На протяжении последних лет доля «Метафракса» на российском рынке блочного ПА составляла не менее 60%, новые мощности и технологии, безусловно, усилят его позиции. «Новое производство позволит улучшить качество продукции, расширить линейку по стрежням, по втулкам, по тонким листам. За счет этого мы сможем потеснить на рынке блочного ПА других российских производителей», - убежден начальник отдела сбыта и рекламы «Метафракса» Александр Ананченко. При доступной цене компания сможет предложить более широкий ассортимент высококачественной продукции. Только втулок планируется производить около 20 разновидностей. Кроме того, новое оборудование позволяет удовлетворять специальные требования заказчиков. В будущем на предприятии планируется организовать производство готовых изделий из блочного ПА.

### ПА пойдет в Сибирь

С ростом объемов «Метафракс» планирует развивать дилерскую сеть. Как отмечает Александр Ананченко, ранее при меньших объемах о сбыте волноваться не приходилось — все реализовалось практически на месте. Теперь компания планирует открыть представительства в Сибири и на Дальнем Востоке. Правда, там продвигать отечественный капролон будет сложнее из-за дешевого китайского. Кроме китайской, сегодня на российском рынке также представлена дешевая белорусская и более дорогая бельгийская и немецкая продукция. В целом доля импорта не настолько значительна (2% — по оценкам специалистов «Метафракса»), но потенциал

для импортозамещения есть.

Помимо внутреннего рынка, планируются поставки на рынки Беларуси, Украины и Казахстана. «Наш стратегический партнер — Беларусь, — сообщил глава отдела сбыта «Метафракса». — Раньше мы тесно сотрудничали с тремя предприятиями. К сожалению, из-за кризиса поставки двум из них прекратились. Но думаю, сотрудничество возобновится. Мы работали и продолжаем работать с Украиной и Казахстаном. После того как решим вопросы с качеством за счет новой технологии, мы сможем увеличить объемы продаж и здесь».

По независимым оценкам аналитиков «Хим-Эксперта», в 2009 году на российском рынке ПА наблюдается низкая потребительская активность, обусловленная сокращением потребления полиамида в автомобилестроении (отрасль стагнирует из-за финансово-экономического кризиса) и машиностроении.

Блочный полиамид (ПА) или капролон применяется в химической промышленности, машиностроении, судо- и авиастроении, приборостроении для выпуска втулок, роликов, колец, вкладышей подшипников, клапанов и т.п. Крупнейший российский производитель блочного ПА - «Метафракс». По его собственным оценкам, доля компании на рынке капролона - около 60% (670 тонн). В октябре 2009 года мошности предприятия будут увеличены до 1,55 тыс. тонн. Другие отечественные производители - «Судопластсервис» (Санкт-Петербург), «Капролон» (Гатчина), «Куйбышевазот» (Куйбышев), «Катион» (Москва) - занимают порядка 36-38%. Примерно 2% рынка приходится на белорусский, китайский, бельгийский и немецкий продукт.

«Метафракс» — крупнейший российский производитель метанола (34%) и его производных в России. Группа компаний включает четыре химических предприятия: компании «Метафракс» в Губахе (Пермская область) и «Карболит»

в Орехово-Зуево (Московская область), совместные российско-финские предприятия по производству синтетических смол «Метадинеа» и «Карбодин», а также ряд строительных, транспортных и сервисных организаций, кирпичный завод и охранное агентство.

В 2008 году на «Метафраксе» было произведено товарной продукции на общую сумму 7,9 млрд рублей, что на 8,2% превышает показатель соответствующего промежутка времени прошлого года. Фактически объем производства метанола составил 962 тыс. тонн, формалина – 268,4 тыс. тонн, КФК – 183,7 тыс. тонн, пентаэритрита – 20,7 тыс. тонн, уротропина – 15,4 тыс. тонн, формиата натрия – 10,3 тыс. тонн, блочного полиамида – 0,67 тыс. тонн, гранулированного полиамида – 0,37 тыс. тонн.

Доля компании на российском рынке формалина – более 80%, карбамидоформальдегидного концентрата – около 80%, полиамида – более 60%, уротропина – более 70%. «Метафракс» – единственный в России производитель пентаэритрита, его продукция занимает более 85% рынка. Общая доля экспорта в производстве – порядка 50%. География поставок компании включает Великобританию, Финляндию, Австрию, Германию, Швейцарию, Японию, Бразилию, Австралию и еще более 20 стран. ■



Россия, 618250, Пермская обл, г. Губаха тел. (34248) 4-08-98, факс. (34248) 4-71-72 metafrax@permonline.ru www.metafrax.ru



Рис. 3. Территория Компании «Метафракс»

Два трубопровода, подающие воду из речки Барсучки и питающие циркуляционной водой Невинномысскую ГРЭС, изготовлены из стеклопластика толщиною 40 мм и имеют наружный диаметр 2600 мм каждый.

# УСТАНОВКА УЛЬТРАЗВУКОВОГО РАСХОДОМЕРА НА ТРУБОПРОВОДЫ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Для уменьшения погрешности измере-

Контролирующими органами была поставлена задача подсчитать мгновенный расход и объем потребляемой воды за определенный промежуток времени по обоим трубопроводам. Полученная информация должна передаваться по интерфейсу RS 485 и по токовой петле 4-20 мА на расстояние 1 км.

Для этой цели были выбраны расходомеры УРЖ2КМ производства ЗАО фирма «ТЕСС-Инжиниринг», г. Чебоксары ввиду того что два года назад эти расходомеры были установлены на той же ГРЭС на металлических трубопроводах диаметром 3000 мм, показали надежную работу и достоверность показаний. Достоверность оценивалась, вопервых, исходя из скорости втекания воды в трубопроводы при известном их диаметре, а вовторых, по известному объему воды, необходимой для охлаждения работающих парогенераторов.

Дополнительное условие было поставле-

но эксплуатирующей организацией: пьезоэлектрические преобразователи (ПЭП) должны демонтироваться без остановки потока и

ния и повышения надежности, измерения должны были проводиться по двум взаимно перпендикулярным акустическим осям,

сброса давления в трубопроводах.

расположенными по хордам в нижней части трубопроводов. Расходомер рассчитывает полусумму измеренных расходов по обеим хордам. В случае отказа одной из акустических осей расходомер автоматически переходит на действующую ось, сообщая диспетчеру о возникшей неисправности.

На предприятии-изготовителе специально для трубопроводов такого диаметра была разработана трехмерная модель узла (Solid-Works) и по ней изготовлены держатели ПЭП с возможностью демонтажа ПЭП без остановки потока

Перед тем как приступить к монтажным работам, была доработана стандартная монтажная штанга - просверлено отверстие внутри штанги вдоль ее продольной оси, изготовлена фреза с победитовыми наконечниками для сверления стеклопластика, изготовлена

Рис.2.

фреза для сверления и зенковки отверстий под крепежные болты, вставляемые изнутри трубопроводов.

Разметка мест установки производилась строго по технической документации предприятия-изготовителя. Следует отметить, что по окончании монтажа разница баз (расстояние между мембранами противоположных ПЭП) двух хорд составила всего 0,04 мм на длине 3640 мм.

Юстировка накладных бобышек производилась с помощью луча света, проходящего по отверстию в монтажной штанге. Вид бобышки показан на рис.1, а установка штанги внутри трубопровода – на рис. 2.

Вторичная поверка узла производилась местными органами ЦСМ имитационным способом согласно технической документации предприятия-изготовителя с последующей пломбировкой. Все измерения проводились микрометрическими инструментами, а расчет коэффициента коррекции - с помощью программы автоматического расчета, размещенной на сайте предприятия-изготовителя.

Узел учета был сдан в эксплуатацию. Следует также отметить, что при объемном расходе порядка 55000 м<sup>3</sup>/ч расходы, подсчитанные расходомером по обеим хордам, отличались примерно на 8 м³/ч. ■

Ведущий инженер ТМУ ООО «Энергия Сервис», г.Невинномысск, Виталий Шапкин т/ф.: (86554) 7-19-41, +7-928-813-49-28

Гл.инженер ЗАО Фирма «ТЕСС-Инжиниринг», г.Чебоксары, Владимир Измайлов т/ф.: (8352) 34-18-61(62)



Блок полной монтажной готовности рекомендуется для дополнительного монтажа на действующих мини-АТ с целью повышения рентабельности малых НПЗ до 40-60%.

# БЛОК ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ МАЗУТА ДО ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ И ДОРОЖНЫХ БИТУМОВ НА МАЛЫХ НПЗ

**А.К. КУРОЧКИН** К.Т.Н.

А.А. КУРОЧКИН ООО «НПЦ «Термакат»

### НАЗНАЧЕНИЕ БЛОКА

Основное назначение - доукомплектование действующих установок первичной перегонки нефти с целью углубления переработки нефти и улучшения техникоэкономических показателей НПЗ.

Установка глубокой переработки мазута мощностью от 40 до 80 тыс.т./год (далее - УГПМ-40/80) служит для выработки дополнительного количества светлых продуктов из остатка атмосферной перегонки нефти и отличается гибкостью по типу сырья и производительности.

В качестве светлого продукта вырабатывается дизельная фракция, соответствующая по квалификации зимнему дизельному топливу, либо печному бытовому топливу (светлому), либо темным моторным топливам. Количественный выход светлых фракций зависит от свойств нефти и может достигать 60-80% масс. на мазут. Предусматривается выработка широкого ассортимента остаточных продуктов. Квалификация и светлых, и остаточных продуктов устанавливается Заказчиком в процессе эксплуатации изменением режимных параметров.

Установка привязывается как к горячему, так и холодному потоку мазута, направляемому с установки АТ или из товарного парка НПЗ. Строительство и привязка установки УГПМ не требует остановки действующего произ-

В качестве опций предлагаются: блок каталитического облагораживания бензино-дизельной фракции, что позволяет выпускать бензин и дизельное топливо квалификации Евро-3,-4.

Bce сервисные инжиниринговые услуги и консультации, включая проектную привязку, монтаж и пусконаладку, осуществляет ООО «НПЦ «Термакат».

Оборудование производит и комплектует «Гримма-Миасс Нефтемаш», г.Миасс, в виде монтажных транспортных узлов. обвязанных и опрессованных в заводских условиях. Возможно изготовление оборудования на заводе по выбору Заказчика.

### СЫРЬЕ

В качестве основного сырья используется атмосферный остаток прямой перегонки нефти (первичный мазут), который должен удовлетворять стандарту IP 395 «Общий осадок в остаточных топливах». ▶

Наименование показателя	Метод испытаний	Значение показателя
Плотность при 15°C, кг/м³, до	ASTM D 4052	990-1000
Кинематическая вязкость при 80°C, сСт, не более	ASTM D 445-2004	160,0
Содержание воды, % масс., до	ASTM D 95	0,5
Содержание общей серы, % масс., до	ASTM D 4294	4,0
Содержание мехпримесей, % масс., не более	DIN 51 419,DIN 51 592	0,1
Коксуемость по Конрадсону, % масс., до	ASTM D 189	15
Температура застывания, °С	ASTM D 97	Не норм.
Температура вспышки (в открытом тигле), °C	ASTM D 92	Не норм.

<sup>1) –</sup> Первичные (прямогонные) мазуты

**Табл. 1** Требования к качеству сырья<sup>1)</sup>

	Выход продуктов, % масс.							
		Светлые	продукты	продукты Остаточные				
Сырье	Газ то- пливный по СТП	Бензи- новая фракция	новая бытовое		Битум дорожный по ГОСТ 22245-90			
Мазут прямогонный парафинистый (<930 кг/м³, S<2% масс., Тзаст. >30 °C)	4-5	До 5	75-80	До 15	-			
Мазут прямогонный сернистый	2-3	Отс.	57-62	35-40	-			
(<970 кг/м³, S<3,0% масс. Тзаст. >25 °C)	3-4	То же	66-72	-	25-30			
Мазут <sup>3</sup> прямогонный тяжелый высокосер- нистый	2-3	То же	27-38 <sup>4)</sup>	50-60 <sup>3)</sup>	-			
(<1000 кг/м³, S>3,5% масс. Тзаст. >25 °C)	3-4	То же	41-524)	-	45-55			
Мазут вторичный высокосернистый (<1000 кг/м³, S>4% масс., Тзаст. >25 °C)	3-4	То же	15-30 <sup>5)</sup>	-	До 70			

<sup>2)</sup> Элементная сера не производится

Табл. 2 Материальный баланс установки УГПМ 40/80 для различных видов сырья

<sup>3)</sup> Для установки типа УГПМ (Т)

<sup>4)</sup> Могут не соответствовать требованиям по содержанию серы

<sup>5)</sup> Не соответствует требованиям по содержанию серы

Для переработки более тяжелых или более сернистых прямогонных мазутов, или вторичных мазутов, или нефтеконцентратов, выделяемых из нефтешламов, нами разработаны установки типа УГПМ(Т), укомплектованные дополнительными технологическими блоками подготовки сырья.

### продукция

Товарный баланс УГПМ-40/80 определяется химическим составом и физикохимическими свойствами сырьевого мазута, а также установленным технологическим режимом переработки.

Товарный баланс существенно зависит также от ассортимента вырабатываемой продукции. Выработка остаточного продукта более глубокой степени превращения как правило приводит к увеличению выхода светлого дистиллятного продукта и технологического газа.

Ниже приведены материальные балансы переработки некоторых видов мазута (100% масс.). Балансовые выходы продуктов даны в альтернативных вариантах выработки остаточных продуктов: вторичного котельного топлива, мазута топочного М-100 и дорожного битума.

Кроме указанных выше продуктов, на установках типа УГПМ могут производиться:

- 1. светлая бензиновая фракция:
- нафта по СТП с выходом до 15% масс.;
- 2. взамен светлого печного бытового топлива:
- судовое маловязкое топливо по ТУ 38.101657-87,
- моторные топлива ДС и ДМ для среднеоборотных и малооборотных дизелей по ГОСТ 1667-68,
- углеводородная фракция термодеструктивных процессов (K-4) по ТУ 38.1011303-90;
- 3. взамен дорожного битума:
- мазут топочный по ГОСТ 10585-99,
- битумные вяжущие по ГОСТ Р 52056-2003,
- битумные эмульсии по ГОСТ Р 52128-2003,
- битум кровельный по ГОСТ 9548-74,
- битум строительный по ГОСТ 6617-70,
- пеки волокнообразующие, связующие, электродные и пр.

Ассортимент товарной продукции должен быть согласован с разработчиком на стадии привязки проекта на основании свойств исходного мазута. Для проблемных видов сырья могут быть проведены пилотные процессинговые эксперименты на получение планируемой продукции.

### ГАРАНТИИ КАЧЕСТВА

Продукты, вырабатываемые на УГПМ-40/80, являются либо товарными продуктами, либо сырьем для дальнейших нефтезаводских процессов облагораживания бензиновых и дизельных топлив до уровня качества Евро-4 и Евро-5. Гарантии, выдаваемые ООО «НПЦ «Термакат»

на качество основных товарных продуктов, приведены ниже.

### КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ТИП И МОЩНОСТЬ

В классификации типов технологических процессов установка УГПМ-40/80 относится к термолизным по процессу «Висбрекинг-ТЕРМАКАТ®», интегрированная с процессами производства элементной серы и битума. Типовой ряд установок УГПМ включает четыре интервала номинальной мощности, т./г.: 20/30, 40/80, 100/250 и 500/1500.

Малотоннажная установка УГПМ-40/80 позволяет перерабатывать от 40 до 80 тысяч тонн прямогонного мазута в год.

- Требуемая площадь под технологический блок 25x24 м.
- Длительность непрерывного пробега
  - не менее 8400 часов в год.
- Работа на пониженной производительности
- 40% от расчетной производительности.
- Работа на повышенной производительности

30% от расчетной производительности.
 СОСТАВ УСТАНОВКИ

УГПМ-40/80 включает следующие основные и опционные секции:

- Секция термолиза в составе печного и реакторного узлов.
- Секция ректификации.
- Секция рекуперации тепла.
- Секция очистки технологического газа от сероводорода<sup>6</sup>.
- Секция стабилизации и осернения битума<sup>7</sup>.
- Узел производства битумных композитов и эмульсий (опция).
- Узел осушки топливного газа (опция).
- Узел отбора теплофикационного тепла (опция).
- 6) при переработке мазута с содержанием серы менее 0,1% масс. может не применяться
- 7) при включении битума в ассортимент товарной продукции

### ИНТЕГРАЦИЯ С СУЩЕСТВУЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ

Установка привязывается к горячему/холодному потоку мазута, направляемому с установки АТ или из товарного парка НПЗ. ▶

Показатель качества	Гарантируемое значение	Метод испыта- ния	Назначение продукта		
Дизельное топл	иво (печное бытов	ое топливо)			
10 % перегоняется при температуре, °C, не ниже	180	FOCT 2177-82			
90% перегоняется при температуре, °C, не выше	360	10012171-02			
Кинематическая вязкость при 20 °C, мм²/с, не более	3,5 (8,0)	ГОСТ 33-82			
Температура застывания, °C, не выше	-15	ГОСТ 20287-74	Товарный продукт		
Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	62 (45)	ГОСТ 6356-75			
Испытание на медной пластинке	Выдерживает	ГОСТ 632-92			
Массовая доля серы, %, не более	0,5 (1,1)	0,5 (1,1) FOCT 19121-73			
Содержание воды	следы	ГОСТ 2477			
Битум до	рожный марки БН	60/90			
Пенетрация, 0,1 мм, не менее: при 25°C при 0°C	60-90 10	ГОСТ 11501-78			
Температура размягчения по КиШ, °C, не ниже	45 (51)	ГОСТ 11506-73			
Температура хрупкости по Фраасу, °C, не выше	-6 (-12)	ГОСТ 11507-78			
Температура вспышки, °С, не ниже	240	ГОСТ 4333-87	Товарный продукт		
Дуктильность при 25 °C, см, не менее,	>100	ΓΟCT 11505-75	продукі		
Изменение температуры размягчения после прогрева, °C, не более	6	ГОСТ 11506 ГОСТ 11954			
7. Сцепление, по образцу №: с песком/с гранитом	1/1	ГОСТ 18180-72			
после прогрева, с песком/с гранитом	1/1				

Табл. 3 Гарантируемое качество продукции УГПМ-40/80

Продукты переработки откачиваются с установки УГПМ-40/80 в товарный парк. Трубопроводы материальных потоков оснащены системой запорно-отсечных клапанов и электрозадвижек на границе проектирования. Регулирование сырьевого потока осуществляется в пределах границ проектирования.

Имеется возможность отбора до 1 Гкал/ч низкопотенциального тепла (105-115°C) для сторонних потребителей.

На установке УГПМ прямогонный мазут перерабатывается в дизельные фракции и битум.

Мазут нагревается и направляется на термоакустический крекинг, проводимый в печном и реакторном узлах секции термолиза. Пары термолиза направляются на секцию ректификации для выделения дизельной фракции, рецикловых потоков и газа термолиза. Дизельная фракция после стабилизации выводится в парк, газ очищается от сероводорода и сжигается в технологической печи, а его избыток после осушки (опция) сбрасывается в заводскую топливную сеть. Полученная при очистке газа элементная сера направляется на битумный блок. Остаток термолиза (битумное сырье) подвергается окиспительной стабилизации осернению, компаундируется с реологическими и адгезионными присадками для получения битумов и битумных композитов требуемого качества.

### Мощность:

40-80 тысяч тонн/год

### Основное сырье:

прямогонный мазут

### Продукция:

печное бытовое топливо по ТУ 38.101 656-87 битум дорожный по ГОСТ 22245-90

### Управление:

АСУТП

### Расходные нормы:

электроэнергия 200 КВт•ч; природный газ (пусковой) до 150 нм³/ч; вода пресная до 1 м³/ч

### Сопутствующая продукция:

топливный газ до 100 нм<sup>3</sup>/ч

### Дизайн:

двухуровневая этажерка 25х24 м

# ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МОНТАЖА УГПМ

Наличие глубины переработки нефти - это, в первую очередь, увеличение производства светлых нефтепродуктов бензиновых и дизельных фракций. Если ограничиваться минимальными инвестициями в технологию увеличения глубины переработки, то полученные светлые фракции из любого качества нефти можно всегда квалифицировать как бензиновые фракции - для нефтехимического синтеза, а дизельные топлива - для печного, судового маловязкого и моторного топлива. Их цена в 2-2,5 раза выше мазута, из которого они произведены. Остаточный продукт - дорожный битум, всегда дороже исходного мазута.

На основании предварительных технологических издержек и нормативов платежей принимаем:

- стоимость глубокой переработки 1т мазута – 600 руб.
- дополнительная прибыль с 1 тонны переработанного мазута с отбором светлых до 85% на нефть – 2000 руб.

Переработка 50 тыс. т мазута в год позволит получить дополнительную прибыль 50000 • 2000 = 100 млн.руб.

Оценка предполагаемых затрат:

- на транспортировку 5 млн.руб.
- на строительные работы 5 млн.руб.
- на монтажные работы 10 млн.руб.
- стоимость

комплектного блока — 10 млн.руб. ИТОГО — 130 млн.руб.

Срок возврата инвестиций:

### 130 : (100 : 12) = 16 месяцев!

СРОКИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ

**ОБОРУДОВАНИЯ И ЕГО ПОСТАВКИ**На условиях франко — завод-изготовитель — до 12-14 месяцев после оформ-

ления контракта и получения авансового

платежа. Типичная продолжительность строительно-монтажных работ и пусконаладки на подготовленной промплощадке — до 3-4 месяцев.

Доукомплектование мини-установок АТ блоком глубокой переработки мазута позволяет перевести мощности в разряд малых НПЗ с квалифицированной переработкой нефти до высококачественных дорожных битумов и дизельных или печных топлив (в зависимости от сернистости сырья). Достигаемая глубина переработки нефти в 80-85% обеспечит высокую прибыль от эксплуатации малого НПЗ даже в кризисных условиях. ■

### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- Курочкин А.К. Малый НПЗ глубокой переработки нефти в стадии пусконаладочных работ // Oil&Gas Eurasia. 2009, №4, с. 9-10.
- Курочкин А.К., Курочкин А.А. Малый НПЗ. Современные рациональные решения. // Территория Нефтегаз. 2009, №5, с. 48-52.

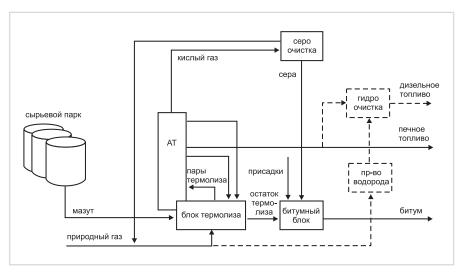


Рис. 1 Блочно-поточная схема



Фото 1. Блок УГПМ на Кондинском НПЗ

Представлены способ воздействия на нефть и нефтепродукты комплексом физических полей и устройство, реализующее этот способ. Проведенные исследования показывают, что виброструйная магнитная активация нефти изменяет ее фракционный состав, температуру застывания и начала кипения, увеличивает выход «светлых» фракций до 20 %. Увеличение объема конденсата напрямую зависит от количества энергии физических полей, переданной нефти, а удельная энергоемкость процесса – от физико-химических свойств и группового состава нефти.

# ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВИБРОСТРУЙНОЙ МАГНИТНОЙ АКТИВАЦИИ (ВСМА) НА ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ НЕФТИ

С.В. РИККОНЕН В.А. ДАНЕКЕР А.И. ТЕПЛОВ

доцент, к.т.н. старший научный сотрудник к.т.н.

г. Томск

В настоящее время интенсифицировались научные разработки с применением нетрадиционных методов активации нефти, нефтяных остатков и донных отложений. Любое изменение реологических и физико-химических свойств нефтяных дисперсных систем (НДС) сопровождается сообщением в систему энергии посредством теплового, механического, электронного, электромагнитного, акустического, кавитационного, радиационного, химического воздействия. Эволюция структурного и химического состояний, устойчивости НДС зависит от вида воздействия, устройства, посредством которого передается энергия среде, от времени передачи и количества сообщенной среде энергии.

Сегодня из многочисленных способов изменения реологических свойств НДС находит широкое применение такой вид комплексного физического воздействия, как метод виброструйной магнитной активации (ВСМА). ВСМА комплексно воздействует на среду: высокие сдвиговые скорости, акустическое поле, мощное магнитное поле, знакопеременное компрессионное воздействие. Такие виды физических воздействий создают условия для предельного уровня разрушения структуры молекулярных кристаллов парафиновых углеводородов и поддержания его на время, которое необходимо для массообменных процессов. Вибрационное воздействие с определенной энергией вследствие разрушения кристаллических структур может привести к сильному изменению структурно-вязкостных свойств нефти и даже изменить групповой и фракционный состав.

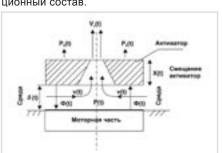


Рис. 1 Область воздействия физических полей на среду колебательной системы электромагнитного вибратора

К настоящему времени достаточно глубоко изучена зависимость реологических свойств высокопарафинистых нефтей от вибрационных воздействий [1, 2, 3, 4]. Научно-исследовательские работы в области механики полимеров показали, что, варьируя интенсивность внешних механических воздействий, можно в широком диапазоне управлять реологическими свойствами структурированных систем. Этот фактор можно использовать при решении таких актуальных вопросов трубопроводного транспорта, как откачка высокопарафинистой нефти из нефтехранилищ, пуск нефтепроводов после длительных остановок и уменьшение парафинизации трубопроводов.

Колебательная система, состоящая из вибрирующего конфузора (активатора), упругих элементов и моторной части, погружена в среду, которая является объектом воздействия. Энергия, необходимая для поддержания устойчивых возвратно-колебательных движений активатора, передается в систему магнитным полем. Воздействие осуществляется на частоте собственных колебаний механической системы, зависящей в том числе и от механических свойств среды: плотности, вязкости, статического напряжения сдви-Высокая эффективность данной технологии определяется интенсивным комплексным воздействием физических полей на среду и резонансным режимом работы системы даже при относительно невысоких значениях частоты воздействия ( $f = 50 \Gamma \mu$ ).

В процессе виброструйной обработки механическое воздействие разрушает надмолекулярную структуру среды

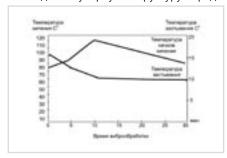


Рис. 2 Влияние времени виброобработки на температуру кипения и температуру застывания нефти нефтебазы Жатай

(нефти), а мощное импульсное электромагнитное поле сообщает ее частицам кинетическую и потенциальную энергию и переводит их в возбужденное метастабильное состояние. Высокая сдвиговая скорость протекания нефти через магнитный поток, высокие удельные магнитные параметры магнитной системы позволяют воздействовать на среду с высокими энергиями. Колебательная система (рис. 1) настраивается на резонансную частоту, равную промышленной частоте электрической сети, — 50 Гц.

Область механических, электромеханических и акустических воздействий устройства на среду, образованная поверхностью моторной части и активатором, представлена на рисунке 1.

Данная область характеризуется следующим комплексом физических воздействий: знакопеременным давлением под активатором, сдвиговой скоростью, магнитным полем, акустическим полем.

Физическая картина процесса описывается следующими параметрами:

- электромагнитная сила притяжения рабочего органа Fэм;
- направленное движение частиц
- среды со скоростью v(t);
   скорость движения среды при
- выходе из сопла активатора Vc(t); • знакопеременное давление в зоне активации ΔP(t);
- деформация среды
- со сдвиговой скоростью  $\gamma(t)$ ; магнитный поток  $\Phi(t)$
- с индукцией в зазоре Вб(t), Тл;

• звуковое давление P0(t). Эффективность технологии BCMA

Эффективность технологии ВСМА проверялась на ряде объектов РФ в лабораторных и промышленных условиях.

### ВИБРОСТРУЙНАЯ МАГНИТНАЯ АКТИВАЦИЯ СЫРОЙ НЕФТИ (НА НЕФТЕБАЗЕ ЖАТАЙ, Г. ЯКУТСК, ОАО «САХАГАЗПРОЕКТ»)

Исследования проводились на лабораторном виброструйном электромагнитном активаторе мощностью 30 Вт, объем нефтяной пробы — 0,5 литра, напряженность магнитного поля в зоне активации —  $6\cdot10^6$  а/м, сдвиговая скорость затопленных турбулентных струй —  $15\cdot10^3$  1/с, ускорение рабочего органа — до 50 g, температура обработки —  $20^{\circ}$ C.

### ВИБРОСТРУЙНАЯ ОБРАБОТКА МАЗУТА ПЕРЕД ТЕРМИЧЕСКИМ ИЛИ КАТАЛИТИЧЕСКИМ КРЕКИНГОМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА «СВЕТЛЫХ»

Предварительные исследования влияния виброструйной магнитной активации на нефтепродукты (товарный мазут Ачинского НПЗ) демонстрируют большие возможности повышения глубины переработки нефти достаточно простым и дешевым способом. После виброструйной обработки мазута при температуре 20°С обнаружены изменения значений температур начала кипения и вспышки. У обработанного мазута увеличился выход «светлых» в диапазоне температур до 300°С.

### Исходный мазут:

- температура вспышки 183°C;
- температура начала кипения 197°C;
- выход «светлых» 4 %.

### Обработанный мазут:

- температура вспышки 168°C;
- температура начала кипения 118°C;
- выход «светлых» 10 %.

Фракционный состав определялся посредством атмосферной разгонки мазута по истечении трех недель после виброструйной магнитной активации (время обработки — 8 мин). Затраты энергии на вибрационную обработку мазута составляли 1,0–1,5 кВт-ч/м³.

Представленный материал наглядно показывает, что технология ВСМА существенно изменяет температуру застывания и температуру кипения высоковязких нефтепродуктов. При виброструйной магнитной активации разнообразные высокомолекулярные соединения различного строения превращаются в нормальные низкокипящие и низкоплавкие парафины, которые могут служить базовыми фракциями для выработки бензинов и дизельного топпива

В ИХН СО РАН, г. Томск, проведены экспериментальные исследования по выявлению влияния технологии ВСМА на фракционный состав нефти и кубового остатка Хвойного месторождения при разных временах виброструйной магнитной активации. Исполнители: канд. хим. наук И. В. Прозорова, канд. хим. наук Ю. В. Лоскутова.

Фракционный состав нефти и нефтяного остатка после виброструйной магнитной активации анализировался в сертифицированной аналитической лаборатории углеводородов нефти ИХН СО РАН, г. Томск (сертификат № РОСС RU.0001.510476) по методу Энглера (ГОСТ 2177-99). Исследования проводились на лабораторном виброструйном электромагнитном активаторе.

По результатам эксперимента наглядно видно, что с увеличением времени виброобработки стабильно увеличивается выход светлых фракций (особенно фракции солярного топлива). В рамках данного эксперимента наибольший прирост выхода светлых фракций наблюдался при проведении виброструйной магнитной активации 40 мин, удельная

энергоемкость воздействия составила 0,144·10<sup>9</sup> Дж/м³, прирост выхода составил 20.6 %

В технологическом процессе ректификации нефти практически ничего не изменяется, добавляется только емкость виброобработки.

# ПИЛОТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВИБРОСТРУЙНОЙ МАГНИТНОЙ АКТИВАЦИИ НА ООО «АЛЕКСАНДРОВСКИЙ НПЗ» (НЕФТЬ ВАСЮГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ООО «НОРД-ИМПЕРИАЛ»)

Пилотные испытания проводились на емкости объемом 20 м³ по схеме, представленной на рисунке 4. В емкости размещались шесть вибраторов ВЭМА-0,3. Виброструйная магнитная активация осуществлялась в течение двух суток, периодически брались пробы нефти и в испытательной лаборатории исследовался фракционный состав. Результаты его анализов приведены в таблице 2.

Пилотные испытания на нефти Васюганского месторождения показывают:

• увеличение выхода при всех темпе-

ратурах отгона на 1-4,5 %;

удельную энергоемкость воздействия – 0,56
 10° Дж/м³.

Для данной нефти невысокое увеличение выхода «светлых» объясняется малым количеством энергии, затраченной на ее активацию. График, представленный на рисунке 5, наглядно показывает, что количество образованного конденсата линейно зависит от энергии, сообщенной нефти. С увеличением времени обработки или количества вибраторов количество энергии, сообщенной нефти, увеличивается; следовательно, увеличивается и объем конденсата.

### выводы

- В устройстве, которое реализует технологию ВСМА, до 80 % энергии, переданной колебательной системе от магнитной системы, тратится на разрушение надмолекулярной структуры среды, нагрев и изменение свойств среды.
- Проведенные исследования показывают, что виброструйная магнитная активация нефти ▶

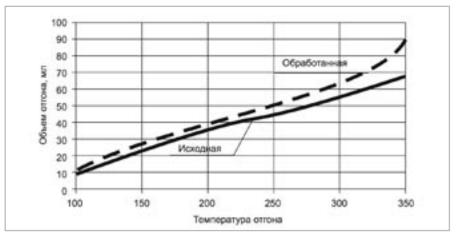


Рис. 3 Выход светлых нефтепродуктов при перегонке нефти

Температура	Режимы обработки нефти технологией ВСМА (время)						
отгона, °С	Исх. нефть	5 мин*	10 мин	40 мин			
100	9,7	8,8	6,9	4,8			
120	16,6	12,8	12,7	10,7			
140	22,6	17,7	17,7	16,6			
160	27,7	22,7	21,8	22,6			
180	31,7	26,7	25,7	26,7			
200	35,7	30,7	29,7	31,7			
220	39,7	33,8	33,3	34,8			
240	43,7	36,8	36,7	38,7			
260	47,7	40,7	41,6	44,5			
273	51,7	45,6	45,7	49,6			
300	55,7	50,6	49,7	54,6			
320	60,6	54,7	55,5	59,6			
340	65,6	62,3	71,5	74,6			
350	68,5	77,8	79,6	89,1			
Температура на- чала кипения, ⁰С	60	42	50	65			

**Табл. 1** Фракционный состав нефти Хвойного месторождения при разных временах виброобработки

- изменяет ее фракционный состав, изменяется температура застывания и начала кипения, увеличивается выход «светлых» до 20 % (экспериментальные исследования разгонки нефти Хвойного месторождения)
- 3. Увеличение объема конденсата напрямую зависит от количества энергии физических полей, переданной нефти.
- Удельная энергоемкость процесса зависит от физико-химических свойств и от группового состава нефти.
- Энергоемкость всего процесса в значительной степени определяется способом передачи энергии от источника энергии физических полей в среду.
- ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:
- Гамеева О. С. Физическая и коллоидная химия. – М: Высшая школа, 1977. – 322 с.
- 2. Островский Г. М. Прикладная механика сплошных сред. СПб.: Наука, 2000. 359 с.
- 3 Мирзаджанзаде А. Х. и др. Теория и практика применения неравновесных систем в нефтедобыче. Баку: Элм, 1985. 220 с.
- 4. Ткачев О. А., Тугунов П. И. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении. М.: Недра, 1988 г. 116 с.
- 5. Бадиков Ф. И., Белянин Г. Н., Выговской В. П., Ха Ван Бик, Данекер В. А., Рикконен С. В. Исследование влияния комплексной виброструйной активации на реологические свойства нефти СП «Вьетсовпетро» // Сборник трудов ОАО «НПФ «Геофит» ВНК». Изд-во Томского ун-та. 2000. 161 с.
- 6. Выговской В. П., Данекер В. А., Рикконен С. В., Теплов А. И. Энергетика гидромеханического разрушения структуры высокопарафинистых нефтей // Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности. Сб. статей / Подред. А. К. Хорькова. Томск: Изд-во

- Томского ун-та, 2002 Т. 2. 408 с.
- 7. Рикконен С. В., Данекер В. А., Лоскутова Ю. В., Прозорова И. В., Юдина Н. В. Расчет энергетических параметров гидромеханического разрушения структуры нефтей // 3-я Всероссийская научно-практическая конференция «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа»: Мат. конф. – Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2004. – С. 235–237.
- 8. Рикконен С. В. Энергетика вязкого течения сплошных сред // Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса: Доклады IV Международных научных надировских чтений. Томск: Изд-во ИОА СО РАН, Алматы Томск, 2006. 311 с.
- 9. Гузеев С. П., Данекер В. А., Рикконен С. В., Теплов А. И., Хорьков А. К. Виброструйный перемешиватель и разжижитель вязких жидкостей и суспензий. Патент № 2208474. Бюл. № 20. 2003.
- Гузеев С. П., Данекер В. А., Рикконен С. В., Теплов А. И., Хорьков А. К. Способ вибрационной струйной магнитной декомпрессионной акустической активации растворов. Патент № 2203862. Бюл. № 13. 2003.
- 11. Рикконен С. В., Данекер В. А. Метод виброструйной магнитной активации для подготовки нефти к трубопроводному транспорту // GazNefteProm. Май 2008. C. 40–44.

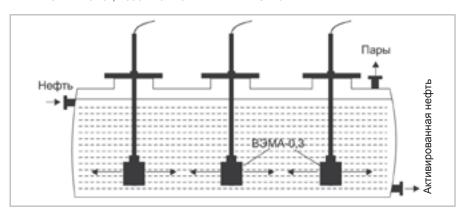


Рис. 4 Принципиальная схема технологического процесса активации нефти. Объем 20 м<sup>3</sup>

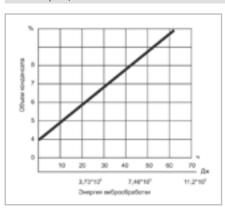


Рис. 5 Зависимость объема конденсата, полученного при 100°С, от времени виброобработки нефти шестью вибраторами ВЭМА-0,3

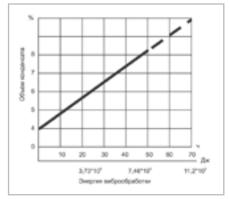


Рис. 6 Зависимость объема конденсата, полученного при 310°C, от времени виброобработки нефти шестью вибраторами ВЭМА-0,3

Дата и время	Плот-		Фракционный состав														
проведения ностьпри		T, ºC			0	бъем к	онденс	ата прі	и t (°С),	% / пр	евыше	ние вы	хода св	етлых,	%		
исследова- ний	20°С, г/см <sup>3</sup>	H.K.	100	120	150	160	180	200	220	240	260	280	300	310	320	340	350
11.07.06 15:00	0,8475	76	4	10	18,5	20,5	26	29,7	33,5	38	42	46,5	51,5	54	56	61	67
12.07.06 9:00	0,846	69	7 3	11 1	19 0,5	21,5 1	26 0	30,5 0,8	34,5 1	38,5 0,5	43 1	47,5 1	52,5 1	55 1	57,5 1,5	-	67 0
12.07.06 15:00	0,8441	65	6,5 2,5	11 1	19,5 1	22 1,5	26,5 0,5	30,5 0,8	34,5 1	38,5 0,5	42,5 0,5	47,5 1	52,5 1	55 1	57,5 1,5	62 1	67 0
13.07.06 9:00	0,8447	65	8,5 4,5	12,5 2,5	21 2,5	23 2,5	27,5 1,5	31,5 1,8	36 2,5	39 1	44 2	48,5 2	53,5 2	56 2	58 2	-	68 1

Таб. 2 ООО «Александровский НПЗ», испытательная лаборатория нефтепродуктов (свидетельство об аттестации № 107 от 20.01.2006) Результаты исследования нефти из подготовительного резервуара. Нефть подготовлена с помощью технологии ВСМА (нефть Васюганского месторождения, ООО « Норд-империал»)

МЭПУ представляет собой компактную, малогабаритную парогенераторную установку, работающую на электрической энергии. Она смонтирована в виде модуля, который можно установить стационарно или на автомобильный прицеп. Установка предназначена для получения водяного насыщенного пара, используемого для технических нужд на производственных объектах и в хозяйственных целях.

# МАЛОГАБАРИТНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПАРОГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА (МЭПУ)

# ХИТ СПРОСА 2007-2009 ГГ

П.О. БАШКИН В.Д. ВАРНАЦКИЙ

к.э.н., директор ООО НПФ «Синтез» начальник отдела ООО НПФ «Синтез»

г. Тюмень

МЭПУ является автоматической системой, которая не требует постоянного контроля и наблюдения со стороны пользователя. Благодаря оптимальному подбору объемных и термобарических характеристик (объем котла менее 25 л.), установка не подлежит регистрации и не подконтрольна органам Ростехнадзора. По простоте эксплуатации установка не отличается от использования обычной бытовой электротехники.

Наиболее широкое применение она получила в буровых бригадах, бригадах освоения скважин, капитального и подземного ремонта скважин, в промысловогеодезических и исследовательских партиях, в бригадах по добыче нефти и газа, в подразделениях по ремонту бурового, промыслового оборудования и инструмента, на предприятиях «Транснефть». Кроме этого, МЭПУ используется на объектах нефтяной и газовой промышленности, где в производственных процессах применяется

водяной или насыщенный пар:

- пропарка устьев скважин, замковых соединений бурильных труб, бурово- го инструмента, используемого при спускоподъемных работах;
- подогрев растворного узла, бурового глинистого раствора, насосной установки и трубопроводов;
- оказание экстренной помощи при размораживании технологических трубопроводов;
- обеспечение бытовым теплом и горячим водоснабжением;
- промывка поверхностей транспортных средств, нефтепромыслового оборудования

Парогенераторную установку используют на объектах жилищно-коммунального и автотранспортного хозяйства: для разогрева двигателей, очистки ходовой части и рабочих органов различной спецтехники, оттаивания колодцев, грунта и т.д.

Обобщая опыт использования МЭПУ,

можно сделать вывод, что это ППУ в миниатюре. Она на объекте всегда под рукой и обходится дешево как при покупке, так и при эксплуатации.

Опыт эксплуатации установки подтвердил ее технологичность, эффективность и надежность. ■



ООО НПФ «Синтез» 625013, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 118, к. 710 Почтовый адрес: 625000, г. Тюмень, Главпочтамт, а/я 763 Тел./факс: (3452) 41-78-20, 32-36-86, 32-34-14, 32-39-78, моб. 73-16-83 sintez1@newmail.ru www.neftegazprogress.ru



Рис. 1 Малогабаритная электрическая парогенераторная установка (МЭПУ)

Технические характеристики	Показатели
Номинальная производительность, кг пара/час	75
Материал котла – нержавеющая сталь	12X18H9T
Номинальная мощность, кВт	60
Номинальное напряжение, В	380
Род тока переменный, частота, Гц	50
Максимальное рабочее давление в котле парогенератора, МПа	0,35
Температура пара, ⁰С	147
Время выхода на режим, мин. не более	30
Объем бака для воды, л	150
Габаритные размеры, мм	1085x1000x 1350
Масса, кг не более	350 (600)*
Класс защиты от поражения электрическим током	1
*) В скобках указана масса МЭПУ с автоприцепо	М



Сейчас НПФ «Синтез» стал компакт-

ным, мобильным предприятием, чутко

Научно-производственная фирма «Синтез» организована в 1991г. В начальный период фирма занималась научной деятельностью, поставкой и производством оборудования в области геологии, бурения, ремонта скважин, добычи нефти и газа. После 1998 г. (год дефолта) интерес предприятий к науке резко упал. Нефтяные предприятия практически перестали финансировать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Поэтому НПФ «Синтез» пришлось уделить большее внимание на два последних направления деятельности: поставку и производство нефтегазового оборудования.

# ООО НПФ «СИНТЕЗ» – НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР НА РЫНКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

реагирующим на конъюнктуру рынка, отлично знающим этот рынок - от самых крупных российских и зарубежных производителей оборудования до небольших заводов. Нашими партнёрами являются как крупные нефтяные компании (например ТНК-ВР, Шлюмберже Лоджелко Инк, Татнефть, Красноленинский, Саратовский НПЗ и др.), так и мелкие сервисные, буровые, нефтегазодобывающие предприятия. География поставок очень обширная - фирма поставляет продукцию предприятиям Сибири, Башкирии, Татарстана и многим другим, расположенным на территории от Находки до Калининграда. Достаточно давно список заказчиков пополнился Казахстаном, а с 2007 года и Азербайджаном. Фирма вышла на международный рынок, наладив контакт с тюменским представительством Российско-Европейского неф-тегазового центра. НПФ «Синтез» является членом торгово-промышленной палаты Тюменской области. В числе заказчиков не только нефтегазовые компании, работаем и по заказам предприятий угольной промышленности, ремонтных служб других отраслей. Поставляли насосы даже отряду подводников. НПФ «Синтез» может поставить практически любое нефтегазовое оборудование. В тех случаях, когда нашему заказчику требуется нестандартное оборудование, фирма проектирует его и организует изготовление. Крупные машиностроительные заводы не берутся за разработку и производство единичной продукции, например такой, как специфическая обвязка

скважин, манифольдная система, ком-

пактный превентор, рассчитанный на

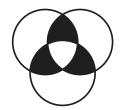
700 атм., промывочный вертлюг с удли-

нённым стволом, кованые крестовины

с индивидуальными характеристиками

и др. В таких случаях НПФ «Синтез»

выступает как координатор творческих и производственных сил. Используя налаженные связи с конструкторскими бюро и заводами, нами собирается творческая конструкторско-производственная команда, конструируется нужное оборудование и размещается его изготовление на одном, а чаще на нескольких заводах. НПФ «Синтез» прорабатывает вопросы заключения договоров с рядом западных компаний, занимающихся поставкой редкого для отечественного рынка оборудования. Та же ТНК-ВР всё чаще обращает внимание на поставки из-за рубежа даже той продукции, которую можно приобрести на российском рынке. Покупать оборудование на Западе предпочитает и ряд других крупных нефтяных компаний. В связи с этим, немного опередив события и заключив договоры с зарубежными поставщиками, НПФ «Синтез» предлагает широкий ассортимент оборудования. Немаловажно и то. что фирма является участником внешнеэкономической деятельности, имеет широкий опыт работы с таможней, имеет ряд валютных счетов. В этом плане фирма может быть полезна российским и зарубежным машиностроителям: выступая их внешнеторговым представителем, НПФ «Синтез» способна избавить предприятия от хлопот с таможенными и, как следствие, с налоговыми делами. Поэтому приглашаем к сотрудничеству как производителей оборудования, так и потребителей. Следует отметить: некоторые предприятия уже воспользовались этим сервисом с нашей стороны. Роль предприятий, таких как НПФ «Синтез», в продвижении продукции производителей на рынке с вступлением России в ВТО резко возрастает. Это связано с тем, что значительно увеличится конкуренция со стороны зарубежных компаний. Предприятиям нефтегазового машиностроения, как и всей отечественной промышленности, придется пересмотреть отношение к схемам реализации собственной продукции. В настоящее время достаточно часто производители нефтегазового оборудования не желают развивать дилерскую сеть, а надеются только на собственный отдел сбыта. Как они собираются противостоять мощным дилерским сетям зарубежных компаний? Скорее всего, эти производства обанкротятся на новом рынке - при неизбежном повышении затрат на производство их продукции и малых объемах реализации. Перспективы нашей фирмы связаны с теми отечественными производителями, которые трезво осознали ситуацию и уже сейчас серьезно занимаются созданием сети реализации собственной продукции. НПФ «Синтез» является дилером примерно полутора десятков заводов. НПФ «Синтез» - надежный партнер на рынке нефтегазового оборудования. оперативно выполняющий заказы по поставке современной, качественной продукции.



### ООО НПФ «Синтез»

625013, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 118, к. 710 Почтовый адрес: 625000, г. Тюмень, Главпочтамт, а/я 763

Тел./факс: (3452) 41-78-20, 32-36-86, 32-34-14, 32-39-78, моб. 73-16-83 sintez1@newmail.ru www.neftegazprogress.ru

В настоящее время повсеместно происходит внедрение частотно-регулируемого электропривода, который позволяет гибко управлять параметрами работы технологического оборудования, проводить комплексную автоматизацию промышленных объектов, экономить электроэнергию и исключать негативные последствия переходных процессов в электрических и технопогических сетях.

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ НА ОБЪЕКТАХ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

С.В. ШИБАНОВ

**Е.М. КОСТОЛОМОВ** | ОАО «НТЦ «Энергосбережение» ООО НТЦ «Приводная техника»

г. Тюмень г. Челябинск

Многими отечественными и зарубежными организациями уже накоплен значительный опыт по проектированию и внедрению частотно-регулируемых электроприводов на промышленных объектах, в том числе в нефтяном хозяйстве. При этом на этапе проектирования и наладки значительное внимание уделяется совместимости электрооборудования.

Несмотря на требования использования определенных схемных решений, а также асинхронных электродвигателей, кабелей, трансформаторов и другого оборудования, специально сконструированного для применения в частотно-регулируемом электроприводе, до сих пор проектными организациями

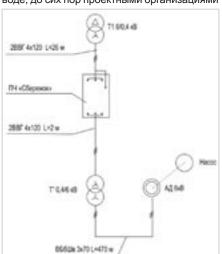


Рис. 1 Однолинейная двухтрансформаторная схема подключения электропривода насосного агрегата

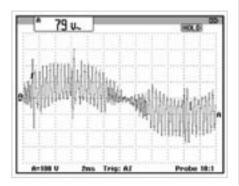


Рис. 2 Осциллограмма напряжения на выходе повышающего трансформатора при несущей частоте ШИМ 2,2 кГц

закладывается и на объектах применяется стандартное энергетическое оборудование. При этом отмечаются факты, когда электрооборудование, исправно служившее годы, при установке преобразователей частоты (ПЧ) выходит из строя за считанные месяцы.

18 декабря 2008 года по инициативе Управления энергетики ОАО «Сургутнефтегаз» в конференц-зале института «Сургут-НИПИнефть» прошла научно-техническая конференция «Пути повышения энергоэффективности в нефтедобыче». В рамках конференции было уделено значительное внимание частотно-регулируемому электроприводу и проблемам, возникающим при его использовании.

Результатом работы конференции стал итоговый документ, утвержденный главным инженером, первым заместителем генерального директора OAO «Сургутнефтегаз» Бупановым А Н

В числе решений, принятых в итоговом документе, отметим следующие:

• провести энергообследование правильности применения существующих частотных преобразователей для питания электродвигателей насосных агрегатов на объектах нефтедобычи ОАО «Сургутнефтегаз»;

• по результатам обследования в целях сокращения числа аварий и непредвиденных остановок технологического оборудования разработать по каждому объекту мероприятия по устранению выявленных нарушений, приводящих к выходу из строя электродвигателей, преобразователей частоты и кабелей, что значительно снизит потери финансовых ресурсов, затрачиваемых на ремонты, и повысит энергоэффективность в нефтедобыче.

В качестве объектов для обследования были выбраны частотно-регулируемые электроприводы насосных агрегатов перекачки нефти на месторождениях, на которых в 2008 году произошел ряд аварий и отказов в работе электрооборудования насосных агрегатов по перекачке нефти по следующим причинам:

- разрушение подшипников, включая механические повреждения сепаратора подшипников;
- чрезмерный нагрев силового кабеля, подводящего питание к электродвига-
- термическое повреждение изоляции силового кабеля и выводов обмоток ▶

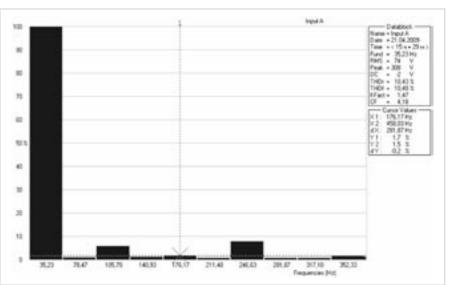


Рис. 3 Спектральный состав напряжения на выходе повышающего трансформатора при несущей частоте ШИМ 2,2 кГц

электродвигателя в коробке выводов высоковольтного электродвигателя;

- межфазные короткие замыкания в кабельной линии 6кВ от повышающего трансформатора до электродвигателя в кабельной муфте 6кВ после повышающего трансформатора;
- межвитковые короткие замыкания обмотки статора электродвигателя 6 кВ;
- чрезмерный шум, издаваемый электродвигателем, повышающим трансформатором и кабельной линией 6 кВ;
- разрушение металла ротора электродвигателя 6 кВ.

Для выяснения обстоятельств случившегося нами в первую очередь была изучена проектная документация на объекты обследования. Электропривод насосных агрегатов во всех случаях выполнен на основе ПЧ «Сбережок», формирующих напряжение на выходе методом широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Однолинейная схема подключения электропривода одного из объектов обследования приведена на рис. 1 и в целом является типовой для всех объектов обследования, где применено схемное решение «низковольтный преобразователь частоты — повышающий трансформатор — асинхронный электродвигатель».

Длина силового кабеля от повышающего трансформатора до электродвигателя для различных насосных агрегатов составляет от 80 до 470 метров. В качестве двигателей используются стандартные взрывозащищенные асинхронные электродвигатели мощностью 250 кВт ВАД-450-SB2, ВАД-450-SB4 с синхронной частотой вращения 3000 об/мин и ВАО4-450-М2 – 1500 об/мин.

Анализ примененного в электроприводе схемного решения и обработка результатов замеров, полученных при обследовании, позволили сделать вывод, что основной причиной отказов и аварий в электродвигателе и кабельной линии 6кВ является негативное воздействие высокочастотной составляющей ШИМ в выходном напряжении преобразователя частоты, многократно усилившееся в результате применения повышающего трансформатора Т2 (на рис. 1).

В первую очередь было отмечено, что использование стандартного, асинхронного электродвигателя в двухтрансформаторной схеме не сопровождалось установкой синусного фильтра после преобразователя частоты. Установка данного типа фильтров в двухтрансформаторной схеме является обязательным условием у большинства зарубежных и российских производителей. в

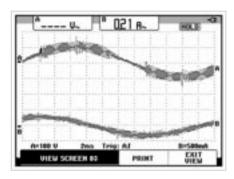


Рис. 4 Осциллограмма напряжения на выходе повышающего трансформатора при несущей частоте ШИМ 6,0 кГц

частности концерна ABB, группы компаний Vacon, OOO HTЦ «Приводная техника».

На рис. 2 приведена осциллограмма напряжения на выходе повышающего трансформатора, на которой явно видно наличие высокочастотной составляющей ШИМ. Замер проведен при рабочей частоте 35 Гц и несущей частоте 2,2 кГц (текущие настройки электропривода объекта обследования). Величина пульсаций напряжения превышает 5%, являющихся максимальным значением остаточных пульсаций при использовании большинства синусных фильтров.

На рис. 3 приведен спектральный состав напряжения на выходе повышающего трансформатора. Спектральный состав выходного напряжения преобразователя частоты, таким образом, также нельзя считать удовлетворительным: коэффициент ТНD превышает 10%.

Повышение несущей частоты широтноимпульсной модуляции с 2,2 до 6 кГц производилось до обследования обслуживающим персоналом и к положительному эффекту не привело, несмотря на то что количественное содержание высокочастотной составляющей ШИМ в напряжении снизилось, а спектральный состав улучшился, как следует из рисунков 4 и 5. Связано это с тем, что основное деструктивное воздействие с ростом несущей частоты ШИМ усиливалось, возрастали потери в повышающем трансформаторе.

Причины аварий и отказов электрооборудования объектов обследования, исходя из сделанных выводов о влиянии высокочастотной составляющей ШИМ, таковы:

 Разрушение подшипников. На фото (рис. 6, 7) отчетливо виден характер повреждений.

Повреждения вызваны наличием паразитных емкостей между отдельными элементами асинхронных двигателей и протеканием через них высокочастотных токов

под влиянием составляющей несущей частоты ШИМ по замкнутому контуру, образованному подшипниками, валом и станиной. Это приводит к ускоренному износу шариков и дорожек качения, т. е. к снижению надежности подшипников и преждевременному их выходу из строя [3].

 Чрезмерный нагрев силового кабеля, подводящего питание к электродвигателю.

Разогрев кабельной линии 6 кВ происходит из-за разогрева брони кабеля под действием несимметричных высокочастотных составляющих выходного тока. Чем больше частота тока, тем выше активное сопротивление стальной ленты брони из-за вытеснения токов высокой частоты на поверхность ленты.

 Термическое повреждение изоляции силового кабеля и выводов обмоток электродвигателя в коробке выводов (см. фото рис. 8).

В коробке выводов электродвигателя также из-за вытеснения высокочастотных ёмкостных токов на поверхность проводников происходит разогрев деталей контактного соединения проводников. По причине повышенных температур происходит ускоренное старение изоляции проводников кабеля и обмоток двигателя. Также фактором, повышающим вероятность повреждения, являются волновые перенапряжения в силовом кабеле после повышающего трансформатора.

 Межфазные короткие замыкания в кабельной линии 6кВ от повышающего трансформатора до электродвигателя; в кабельной муфте 6кВ после повышающего трансформатора; межвитковые короткие замыкания обмотки статора.

Данные аварии связаны с волновыми перенапряжениями в силовом кабеле после повышающего трансформатора (известными также как «проблема длинного кабеля»), усугубленными термическим,

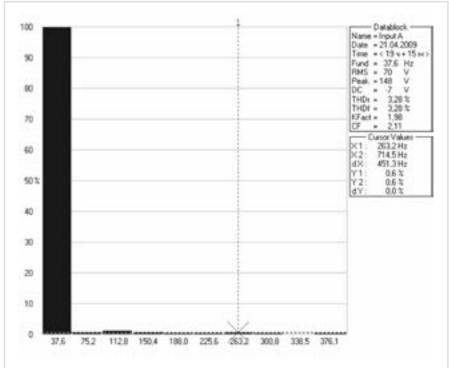


Рис. 5 Спектральный состав напряжения на выходе повышающего трансформатора при несущей частоте ШИМ 6,0 кГц

электростатическим и химическим повреждением изоляции с образованием каналов проводимости в длительном времени под воздействием паразитных емкостных токов высокой частоты.

 Чрезмерный шум, издаваемый электродвигателем, повышающим трансформатором и кабельной линией 6 кВ, а также разрушение материала ротора также происходят под воздействием высокочастотной составляющей ШИМ. Связано это с тем, что магнитопроводы и проводящие части перечисленного электрооборудования не рассчитаны на наличие в напряжении и токе высокочастотных составляющих ШИМ.

По результатам обследования частотно-регулируемого электропривода насосных агрегатов в целях недопущения аварий электрооборудования рекомендовано следующее:

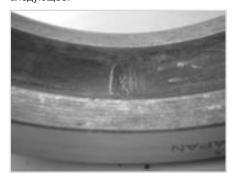


Рис. 6 Повреждения внешнего кольца подшипников



**Рис. 7** Разрушение сепаратора подшипников



Рис. 8 Термическое повреждение изоляции силового кабеля и выводов обмоток электродвигателя в коробке выводов

- на выходе преобразователя частоты установить синусный фильтр, предназначенный для исключения высокочастотной составляющей ШИМ из выходного тока и напряжения ПЧ; для подключения синусного фильтра использовать специальный кабель с концентрическим проводником, снижающий уровень помех до допустимого в промышленной среде по стандартам EN 50081-2, EN 61800-3.
- Выполнить замену подшипников на электродвигателях с полевой стороны на изолированные.
- Выполнить уравнивание потенциалов электрооборудования по нормам электромагнитной совместимости.
- Использовать для разделки высоковольтного силового кабеля специальные муфты с трекингостойкой изоляцией потенциальным барьером по изоляции.
- При вводе электропривода в работу проводить пусконаладочные работы по утверждённым программам с предоставлением отчетов.
- Определять конфигурацию частотно-регулируемого электропривода проектом и необходимыми расчетами.

Для реализации последнего пункта рекомендаций ОАО «НТЦ «Энергосбережение» по заказу ОАО «Сургутнефтегаз» приступило к разработке «Методических указаний по проектированию электропривода насосных агрегатов мощностью до 1500 МВт».

В настоящее время уже разработаны рекомендации по выбору и применению выходных дросселей и фильтров преобразователей частоты с учетом рекомендаций и опыта зарубежных и отечественных компаний: концерна ABB, Control Techniques Drives Ltd, OOO «Кранрос», OOO HTЦ «Приводная техника» и других.

В частности отмечена необходимость применения синусных фильтров при следующих условиях:

- двигатели имеют недостаточный уровень изоляции для работы с преобразователями частоты;
- длина кабеля превышает допустимый уровень, в том числе общая длина кабеля при использовании нескольких параллельных электродвигателей;
- используются системы с повышающими трансформаторами на выходе преобразователя частоты, например в случае управления двигателями среднего напряжения:
- используются системы с понижающими трансформаторами на выходе преобразователя частоты;
- наличие конкретных производственных требований по уровню пиковых напряжений и времени нарастания напряжения на клеммах электродвигателя;
- требуется снижение шума электродвигателя;
- есть требования к обеспечению максимальной безопасности и надежности, например при эксплуатации во взрывоопасных условиях;
- используются погружные установки с длинными кабелями электродвигателей, например в нефтедобывающей промышленности.

Нами указано на то, что для электро-

приводов, выполненных по двухтрансформаторной схеме, желательно использовать ПЧ, которые оптимизированы для работы с синусными фильтрами и с которыми синусные фильтры могут поставляться в комплекте опционально. В частности такие ПЧ способны компенсировать падение напряжения на синусном фильтре, а в некоторых сериях динамически изменять значение несущей частоты ШИМ для формирования оптимального выходного напряжения.

При выборе синусных фильтров для ПЧ рекомендуется обращать внимание на следующие требования:

- функциональные возможности фильтра при его выборе; синусные фильтры характеризуются коэффициентом высокочастотных пульсаций остаточного напряжения ШИМ (не более 5%);
- фильтр должен выдерживать напряжение и длительно допустимый ток электропривода;
- сердечник дросселя синусного фильтра не должен насыщаться вплоть до максимального выходного тока электропривода;
- сердечник дросселя синусного фильтра должен быть сделан из материала, способного перемагничиваться на частоте, превышающей оптимальное для данного электропривода значение несущей частоты ШИМ;
- комплектующие синусного фильтра не должны перегреваться при работе электропривода в номинальном режиме;
- кабель между преобразователем частоты и фильтром, а также между двигателем и повышающим трансформатором должен быть меньше максимально допустимой длины, указанной изготовителем фильтра;
- фильтр должен быть рассчитан на работу в диапазоне выходных рабочих частот частотно-регулируемого электропривода.

Следование данным рекомендациям позволит повысить надежность, экономическую эффективность и прогнозируемость работы электрооборудования насосных агрегатов, оборудованных электроприводом на основе ПЧ по схеме с повышающим трансформатором.

### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Л. Н. Макаров, С. В. Ястреба.
   Особенности работы асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором в системе частотного регулирования.//
   Электротехника. 2007. –
   №11. с. 15 18.
- 2. Е. Ф. Чердынцев, Ю.Д. Рольгейзер. Пути повышения энергоэффективности в нефтедобыче. // Энергетика Тюменского региона. 2009. №1. с. 77 80.
- 3. Н. Ф. Ильинский, В. В. Москаленко. Электропривод: энерго- и ресурсосбережение: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений. М.: Издательский центр «Академия», 2008. 208 с.
- 4. Преобразователи частоты «Моментум» MVL, MVS, MVP. Челябинск: ООО НТЦ «Приводная техника», 2009. 38 с.



# 18 - 20 ноября НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ И ГАЗ - 2009

III-я специализированная выставка

Организаторы: ОАО "ОВЦ "Югорские контракты" Торгово-Промышленная Палата г. Нижневартовска

При поддержке: Администрации г. Нижневартовска

Контактная информация: (3462) 32-34-53, 52-00-40, e-mail: expo\_stroy@wsmail.ru, www.yugcont.ru

# ХЬЧИРСКИЙ ЦЬОМРІМЧЕННРІЙ ФОЬХМ

XII МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

METANNOOFPAGOTKA: CTAHKU, UHCTPYMEHT, TEXHONOLUN

XII МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

GBAPKA M KOHIPOAD

XVI МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

**AEPEBOOSPASOTKA** 

27-30 ОКТЯБРЯ г.Уфа ДВОРЕЦ СПОРТА, ул.Р.Зорге, 41



450080, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа а/я 144

Ten.: (347) 256-51-80, 256-51-86, 256-58-21

Факс: (347) 256-59-04

E-mail: welding@bashexpo.ru, mash@bashexpo.ru, mebel@bashexpo.ru http://www.bashexpo.ru



6-8 апреля 2010 9-я Северо-Каспийская региональная выставка

# АТЫРАУ НЕФТЬ И ГАЗ

www.oil-gas.kz



**ATYRAU** OIL & GAS



# Казахстан, Атырау Спорткомплекс "Атырау"

### Организаторы:







ІТЕ (Пондон) Ten.: +44 (0)20 7596 5000; Φaxc: + 44 (0)20 7596 5106; oilgas@ite-exhibitions.com

Ітеса (Алматы) Ten.: +7 (727) 258 34 34; Факс: +7 (727) 258 34 44; oil-gas@iteca.kz

Iteca (Атырау)

Ten.: +7 (7122) 58 61 50; Факс: +7 (7122) 58 61 51 natalia.makisheva@iteca.kz

GIMA (Гамбург) Ten.: +49 (0)40 235 24 201; Факс: +49 (0) 40 235 24 410; freckmann@gima.de

Рассмотрена проблема получения нового вида топлива из нефтяных остатков, высоковязкой нефти и природного битума. Использование данного топлива допускается на промышленных и энергетических установках. Рассмотрены пути облагораживания нефтепродуктов, высоковязкой нефти и природных битумов.

# КОНЦЕПЦИЯ ПОЛУЧЕНИЯ НОВОГО ВИДА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

# НА ОСНОВЕ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ, ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

А.Ф.ШАГЕЕВ Б.Я.МАРГУЛИС М.Ф.ШАГЕЕВ Э.М.ХАЙРИЕВА Т.Н.ЮСУПОВА Г.В.РОМАНОВ Е.С.ОХОТНИКОВА ОАО «НИИнефтепромхим» ОАО «НИИнефтепромхим» Казанский государственный энергетический университет Институт органической и физической химии Казанский НЦ РАН

г. Казань

Утилизация отходов переработки нефти сожжением (т.е. использование их напрямую в качестве топлива) не представляет принципиальной трудности, однако свойств природного битума (прежде всеэтот путь способен нанести и наносит серьезный вред не только экологическим, но и экономическим сторонам жизни человека. Это проявляется в интенсивном загрязнении атмосферы и поверхности земли токсичными продуктами сгорания нефтяных остатков, коррозионно-эрозионном износе технологического оборудования, потере ценного химического сырья и т.п.

Для нахождения оптимального набора способов воздействия на природные битумы необходимо привести их физико-химические характеристики к физико-химическим характеристикам тяжелого топлива (мазут М 100), применяемого на ТЭС и на промышленных предприятиях. Эта задача

- то же с разделением природного битума на фракции.
- первом случае приближение го вязкости и температуры застывания) к характеристикам мазутов может быть достигнуто:
  - введением специальных присадок (ПАВ и др.) или термообработкой по заданной программе;
- получением эмульсий или суспензий типа «вода в масле» или «масло в воде» (прямых или обратных) также с использованием присадок (ПАВ) [1, 2]. Во втором случае разделение природного битума на фракции может быть
  - фракционирования исходного битума с выделением фракции t<sub>ык</sub> 360°C и дальнейшей работой с этой фракцией

осуществлено с помощью:

Последующее использование деасфальтизата природного битума может быть осуществлено по «дизельной» схеме, поскольку удаление части смолисто-асфальтеновых веществ приводит к снижению его вязкости и температуры застывания. «Тяжелый» природный битум может быть переработан по механохимической технологии с получением брикетного или пылевидного композиционного

Получение водобитумной топливной композиции является наиболее естественным и на первый взгляд не сулит существенных трудностей. Опыт использования водомазутных эмульсий есть [2], и в промышленности успешно сжигают обводненные высоковязкие нефтепродукты (в том числе и гудроны с любыми характеристиками). Показано, что присутствие механоактивированной воды в количестве до 20% повышает КПД котлов на 2-5 %, ликвидирует нагарообразование, повышает полноту сгорания, снижает уровень вредных выбросов и т.д.

Вместе с тем необходимо подчеркнуть, что для водотопливных эмульсий на основе высококипящих фракций нефти (мазут, гудрон) характерна более высокая вязкость, чем у обычного жидкого топлива (мазут М 100), пусть даже незначительно. Применение диспергаторов и других ПАВ существенно меняет положение, но при этом повышаются эксплуатационные затраты. В этой связи требуется поиск (а возможно разработка и получение) новых дешевых добавок, способных эффективно разжижать вязкую углеводородную систему тяжелых нефтяных остатков и природного битума.

Следует также иметь в виду, что при подготовке нефти используются различные деэмульгаторы (ПАВ), которые, оставаясь в товарной нефти, затрудняют впоследствии образование топливных >

Снижение вязкости природного битума путем выделения хотя бы части высокомолекулярных смолисто-активных веществ (САВ) и парафинов с использованием сорбентов или комплексообразователей представляется менее тривиальным, хотя также известным путем облагораживания нефтяных и крекинг-остатков

может быть решена с использованием недеструктивных методов облагораживания нефтепродуктов, высоковязкой нефти и природного битума.

Наиболее целесообразными представляются два пути:

• улучшение физико-химических характеристик природного битума без его разделения на тяжелую и легкую фракции:

- по схеме получения водомазутного топлива, либо с выделением фракции t... выше 500°С и последующей работой с этой фракцией как с тяжелым продуктом, аналогичным гудрону;
- деасфальтизации исходного битума с использованием комплексообразователей, растворителей или сорбентов, то есть с помощью химических обработок при нагревании (не выше 150°C).

эмульсий. Следовательно, для получения устойчивых водонефтяных эмульсий подбор соответствующих эмульгаторов и их количество необходимо проводить для каждого конкретного типа нефти.

Проведенные реологические исследования в [4] при температурах от  $-20^{\circ}$  до  $+70^{\circ}$ С показали, что водотопливные эмульсии с использованием в качестве эмульгатора СНПХ-9777 могут применяться и в холодное время года. Понижение температуры хранения жидкого топлива позволяет снизить затраты на собственные нужды предприятия.

Получение прямых эмульсий, где дисперсионной средой является вода, может в значительной степени снять проблему вязкости топлива. Однако в этом случае неизбежно снижение теплотехнических (теплота сгорания, КПД котла и т.п.) и эксплуатационных (температура замерзания, коррозия и др.) характеристик композиционного топлива.

выделения металлов (ванадий и пр.).

Получение твердого пылевидного композиционного топлива на основе природного битума и твердого горючего ископаемого по разработанной механохимической технологии позволяет радикально решить проблему использования любых высокомолекулярных нефтеотходов, а также концентратов САВ, образующихся при «облагораживании» природного битума. Такое топливо в виде пыли или суспензии можно сжигать в печах промышленных предприятий или на ТЭС любой мощности. Все «вредные» компоненты природных битумов и концентратов САВ при производстве композиционного топлива могут быть разбавлены до уровней, обеспечивающих ПДК, или связаны в нелетучие и неактивные соединения специальными добавками. Пылевидное топливо из-за низкой пылящей способности без проблем можно транспортировать в вагонах как цемент

(прямых или обратных) – приготовление, транспортирование, хранение и использование топлива в жидком (традиционном) состоянии, как мазут

- 2. Изменение характеристик природного битума прежде всего снижение вязкости посредством частичной деасфальтизации (удаления САВ) с помощью сорбентов или комплексообразователей с последующим получением облегченных и обессеренных водотопливных эмульсий.
- 3. Получение твердой пылевидной композиции из остатка деасфальтизации природного битума и какоголибо твердого горючего ископаемого (торф, уголь, древесина) методами механохимии. В дальнейшем топливная композиция может использоваться в виде пыли, кусков (брикетов) или в виде водной или углеводородной суспензии.

Технология получения нового вида топлива может включать каждый из указанных способов в отдельности или их сочетание. Заключения о конкретных путях получения требуемых продуктов и о разработке самой технологии могут быть получены только после проведения тщательных научных и технологических исследований и опытно-промышленных испытаний.

# Суспензионное топливо на основе полученного по механохимической технологии тонкодисперсного порошка и воды или углеводородов, полученных в процессе переработки природных битумов, может быть использовано на ТЭС как традиционное жидкое топливо.

Снижение вязкости природного битума путем выделения хотя бы части высокомолекулярных смолисто-активных веществ (САВ) и парафинов с использованием сорбентов или комплексообразователей представляется менее тривиальным, хотя также известным путем облагораживания нефтяных и крекинг-остатков.

В промышленности используют алюмосиликатные сорбенты САВ нефти, однако для ускорения процесса осаждения смолисто-асфальтовых веществ вводят в систему значительные количества разбавителя — более низкомолекулярного нефтепродукта. При этом скорость выделения САВ пропорциональна количеству разбавителя.

В качестве сорбента, вероятно, можно использовать менее дорогие вещества (например механоактивированные торф или уголь) и свести к минимуму (или исключить вовсе) разбавитель, используя для этой цели дизельное топливо, низкокачественный керосин или другой недорогой нефтепродукт. Однако столь существенное «упрощение» процесса скажется и на его эффективности, неизвестно лишь, в какой степени. Можно надеяться, что выделение части САВ позволит придать необходимые характеристики топливу, близкие к таковым у мазута М 100.

Утилизация получаемых осадков, являющихся, по сути, концентрированными смесями высокомолекулярной части битума и неорганических компонентов, может осуществляться как по топливному пути, так и по пути их переработки с целью

(загрузка и выгрузка с использованием вибраторов) или пневмотранспортом по трубам, а также получать из него печное бытовое топливо в виде брикетов. Теплота сгорания такого топлива может составить 20-25 МДж/кг (при влажности 10% и зольности 10%).

Суспензионное топливо на основе полученного по механохимической технологии тонкодисперсного порошка и воды или углеводородов, полученных в процессе переработки природных битумов, может быть использовано на ТЭС как традиционное жидкое топливо.

### выводы

Проведенные исследования и анализ методов переработки тяжелой нефти и нефтяных остатков позволяют следующим образом сформулировать концепцию получения нового вида топлива на основе природного битума.

Новый вид топлива на основе природного битума, отвечающий техническим, экономическим и экологическим требованиям, предъявляемым к жидким топливам, может быть получен способом физико-химической или механохимической обработки исходного сырья (природного битума) в соответствии со специально разработанной технологией. Технологическое решение задачи приведения свойств природного битума к уровню, обеспечивающему использование его в качестве жидкого топлива, может быть осуществлено тремя основными путями:

1. Получение водобитумных эмульсий

### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Шагеев М.Ф., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я. Сжигание в промышленных печах водомазутной эмульсии с добавлением присадки.// Журнал Экспозиция Нефть Газ, №3/ июнь, 2008, с.43 – 46.
- 2. Шагеев А.Ф., Шагеев М.Ф., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Охотникова Е.С., Маргулис Б.Я., Ахметов Э.А., Хайриева Э.М. Сжигание в энергетических котлах и промышленных печах водомазутной эмульсии с присадкой СНПХ-9777.// Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2009. № 3–4. с. 21–26.
- 3. Шагеев А.Ф., Шагеев М.Ф., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Охотникова Е.С., Маргулис Б.Я., Ахметов Э.А., Хайриева Э.М. Сжигание в энергетических котлах и промышленных печах водомазутной эмульсии с присадкой СНПХ-9777.// Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. 2009. № 3–4. с. 21–26.
- 4. Охотникова Е.С., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Шагеев М.Ф., Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я. Разработка составов устойчивых водо-топливных эмульсий на основе природных битумов/ Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Фэн», 2008, с. 323 326.

Ввиду высокой стоимости авиационного топлива – керосина, – его транспортировки к местам потребления, – что определяет затраты авиаперевозчиков, происходит снижение использования региональной авиации. В связи с этим необходим поиск нового альтернативного вида топлива. К такому виду топлива, которое отвечает требованиям для применения его в авиации, можно отнести сжиженные газы [1,2].

# ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ПОЛУЧЕНИЯ НОВОГО АВИАЦИОННОГО ТОПЛИВА – АСКТ

Н.С. БАЩЕНКО А.Ю. АДЖИЕВ О.Г. ШЕИН

ОАО «НИПИгазпереработка»

г. Краснодар

Институтом ОАО «НИПИгазпереработка» совместно с ведущими институтами авиастроения – ЦАГИ и ЦИАМ – было разработано и испытано авиационное сконденсированное топливо (АСКТ), вырабатываемое из продуктов переработки попутного нефтяного газа, представляющее собой смесь углеводородных газов, среди которых доминирует бутан [3].

Технология получения топлива АСКТ заключается в выделении из тяжёлой части нефтяного попутного или природного газа фракции соответствующего углеводородного состава и легко вписывается в традиционную технологическую схему переработки газов с получением сухого отбензиненного газа (СОГ) и других продуктов.

Для выработки и испытания опытнопромышленной партии топлива разработаны и утверждены технические условия ТУ 39-1547-91, согласно которым новое авиационное топливо – АСКТ, сконденсированное из нефтяного газа, должно соответствовать следующим нормам.

Возможность выработки топлива, удовлетворяющего этим требованиям, существует на любом газоперерабатывающем заводе (ГПЗ), чьими основными продуктами являются широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) и СОГ, отвечающий требованиям ОСТ 51.40-93.

Такая технология реализуется практически на всех ГПЗ природного и нефтяного газа, а также на установках комплексной переработки газа (УКПГ) и большинстве малогабаритных промысловых установок подготовки газа (УПГ).

Основное различие между отдельными ГПЗ заключается в том, что на одних заводах вся масса выделенных из газа конденсирующихся углеводородов разделяется на узкие углеводородные фракции (пропан, бутаны, пентаны, автомобильные и коммунальнобытовые топлива) и стабильный газовый бензин, на других (в основном западносибирских) эта фракция отгружается как один товарный продукт ШФЛУ.

Рассматривая вопрос о получении АСКТ, следует исходить из того, что потребность в этом продукте составляет сравнительно небольшую часть (5-10%) от потенциально возможной выработки сжиженных газов на ГПЗ. Это значит, что производство АСКТ существенно не повлияет на традиционный ассортимент и количество продукции завода. На ГПЗ, имеющих в своем составе газофракционирующую установку (ГФУ) для разделения ШФЛУ на узкие фракции, достаточно несложного дооборудования для отвода небольшой части потока из продукта с низа колонны-депропанизатора. На некоторых ГПЗ, не имеющих в своем составе ГФУ, предусмотрены узлы (блоки) для получения из ШФЛУ пропана высокой степени чистоты для использования в качестве хладоагента для собственных нужд завода и отгрузки его как товарного продукта. На этих блоках возможна выработка АСКТ аналогично процессу. описанному выше.

На ГПЗ, не имеющих в своем составе ГФУ или блоков для получения пропана-хладоагента, необходимы другие решения для получения из ШФЛУ требуемых количеств АСКТ. При этом возможно одновременно получать автомобильное топливо марки ПБА или ПА (рисунок 1).

Установка включает ректификационную колонну, в которой исходное сырье – ШФЛУ

из потока на выходе основной технологической установки разделяют на верхний, легкий поток – пропановую (ПА) или пропан-бутановую (ПБА) фракцию, соответствующую требованиям к автомобильному топливу, и нижний, более тяжёлый поток – АСКТ, т.е. реализуют безотходное производство. При отсутствии потребности в ПА или ПБА этот продукт возвращается в ШФЛУ [3].

Аналогично описанной схеме моторные топлива могут быть получены и на малогабаритных блочных установках по подготовке промысловых газов (МГБУ, УПГ).

Установка состоит из отдельных функциональных блоков — законченных машиностроительных изделий в виде боксов, в которых размещены те или иные элементы технологической аппаратуры, оборудования, систем контроля и автоматики.

Эти МГБУ рассчитаны на переработку 23-50 млн м³/год нефтяного газа. В зависимости от содержания в исходном газе пропана и более тяжелых углеводородов и ассортимента получаемой продукции, выработка автомобильного топлива может составлять от 1450 до 2800 т, авиационного — от 890 до 2600 т в год.

Применительно к внешним условиям (параметрам качества сырьевого газа, требованиям потребителей) установка может поставляться с неполным набором блоков. При высоком давлении сырьевого газа на промысле, где размещается МГБУ, может быть исключен входной блок компримирования, а при низком давлении (< 0,5 МПа) в газовой сети потребителя исключается блок дожимной компрессорной станции.

Специальные МГБУ могут быть построены в местах добычи и подготовки нефти ▶

·		· ·
Наименование показателя	Норма	Метод испытания
1. Массовое содержание пропана, %, не более	7,2	ТУ 38.101524-83
2. Давление насыщенных паров, МПа (кг/см²) (абс.) при плюс $45^{\circ}$ С, не более	0,5 (5,0)	ГОСТ 21443-75Э или п.5.2 наст. ТУ
3. Плотность при $20^{\circ} C$ , кг/м³, не менее	585	по п.5.3 наст. ТУ
4. Теплота сгорания (низшая), кДж/кг (ккал/кг), не менее	45200 (10800)	по п.5.4 наст. ТУ
5. Содержание сернистых соединений в пересчете на серу, % мас., не более	0,002	ГОСТ 22986-78
6. Содержание свободной воды	нет	ГОСТ 21443-75Э
7. Содержание щелочи	нет	ГОСТ 21443-75Э
8. Содержание механических примесей	нет	ТУ 391340-89
9. Внешний вид	бесцветный, прозрачный	ТУ 391340-89

Примечание: для улучшения эксплуатационных свойств в АСКТ могут добавляться присадки, допущенные к применению в установленном порядке.

и газа, а также потребления сжиженного нефтяного газа (СНГ) и АСКТ по трассам крупных магистральных продуктопроводов, транспортирующих ШФЛУ, или в пунктах слива и налива ШФЛУ, транспортируемого железнодорожным или водным путем. При этом в каждом конкретном случае созданные установки могут быть по набору оборудования и блоков гораздо проще и, соответственно, дешевле.

Кроме того, когда АСКТ получают непосредственно на месторождениях, достигается повышение уровня утилизации низконапорных газов, что является важной государственной проблемой. Это газы преимущественно 2 и 3 ступеней сепарации нефти, содержат в своем потенциале большое количество ценных целевых углеводородов (ШФЛУ), хотя их объем, в зависимости от состава пластовой нефти и температуры процесса, составляет от 5 до 20 % от общего объема ПНГ. В настоящее время в Российской Федерации эти низконапорные газы в основном сжигаются факелах.

По одному варианту это решается следующим образом: в связи с низким давлением газов (давление газа 2 ступени сепарации нефти находится в пределах 0,5...2 кгс/см², газа 3 ступени – 0,05 кгс/см²) необходимо предусмотреть компрессорную станцию, выделившийся конденсат из газа подвергнуть нагреву, а затем разделению в сепараторе на газ стабилизации и авиационное топливо, которое будет соответствовать требованиям технических норм (рис. 2).

По другому варианту получение АСКТ из низконапорных газов на месторождениях возможно с применением внешнего пропанового холодильного цикла. В этом случае к перечисленному составу технологических блоков добавляется пропановая холодильная установка (рис. 3). Применение этого варианта приведет к увеличению глубины извлечения целевых компонентов из газа, а также позволит поддерживать на одном уровне глубину извлечения целевых углеводородов при значительном изменении состава газа.

В обоих вариантах схемы могут различаться по деталям технологической схемы, набору оборудования, ингибитору гидратообразования. Стабилизация конденсата до требуемого качества АСКТ может проводиться в специальной колонне.

Анализ вариантов получения АСКТ, представленных на рисунках 1-3, показывает, что установки требуемой производительности могут быть разработаны с различным набором технологий и технологического оборудования в зависимости от исходного сырья, поступающего на установку, и вырабатываемой продукции.

Получение нового авиационного топлива, создание технологии и объектов его производства позволят:

- расширить ассортимент продукции, выпускаемой газоперерабатывающими заводами;
- получить новый вид высоколиквидной и высокорентабельной продукции за счет внедрения безотходного производства из имеющегося сырья – ШФЛУ;
- стоимость нового авиационного топлива ориентировочно будет в 2...3 раза ниже по сравнению со стоимостью керосина

(без учета значительного снижения транспортных расходов), что позволит сократить затраты на эксплуатацию авиатранспорта;

- с большей эффективностью использовать авиатранспорт в удаленных районах, непосредственно в местах добычи нефти и газа, например в Западной Сибири;
- внести существенный вклад в выполнение Государственной Программы по утилизации попутного нефтяного газа на уровне 95 % в промысловых условиях;
- увеличить моторесурс и межремонтный пробег авиационных двигателей;
- высвободить для дополнительных

авиаперевозок значительное количество дефицитного авиакеросина. ■

### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Дугин Г. Перспективы и эффективность использования газового топлива на воздушном транспорте// Авиаглобус.
   – М: 2008. – №12. – С.4-5.
- Зайцев В. Новое топливо для авиации// Авиаглобус. – М., 2008. – №12. – С.18-21.
- Аджиев А.Ю., Брещенко Е.М.
  Технология получения нового
  авиационного топлива АСКТ//
  Авиаглобус.–М: 2009. №3. С.10-12.

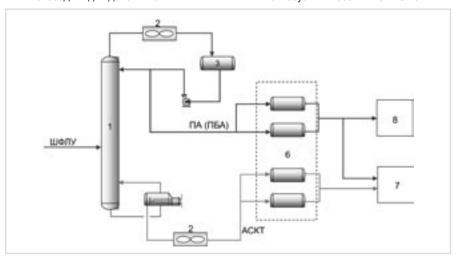


Рис. 1 Получение и реализация моторных топлив ПА, ПБА и АСКТ на ГПЗ

- 1 ректификационная колонна; 2 воздушные холодильники; 3 рефлюксная емкость;
- 4 насос; 5 –рибойлер колонны; 6 товарный парк; 7 наливная эстакада; 8 АЗС

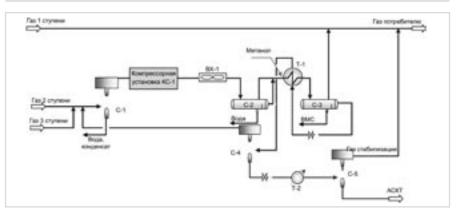


Рис. 2 Принципиальная технологическая схема получения АСКТ методом горячей сепарации

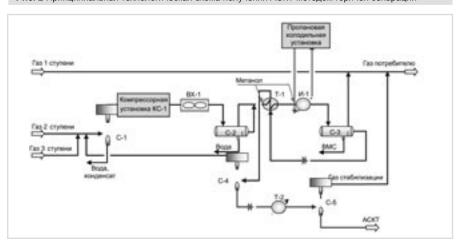


Рис. 3 Принципиальная технологическая схема получения АСКТ с применением пропанового холода



С 15 по 18 сентября 2009 г. в городе Тюмени состоялась выставка «Нефть и газ. Топливно-энергетический комплекс».

# В церемонии открытия выставки приняли участие:

- 1. Вице-губернатор Тюменской области С.М. Сарычев,
- 2. Заместитель председателя Тюменской областной Думы С.П. Холманский,
- 3. Директор департамента недропользования и экологии Тюменской области С.В. Прозоров
- 4. Генеральный директор ОАО «Тюменская ярмарка» Э.М. Бакиев

В деловой программе выставки, при поддержке правительства и областной

# ИТОГИ ВЫСТАВКИ «НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕ-СКИЙ КОМПЛЕКС»

Думы Тюменской области, Федерального Агентства по недропользованию, Российской академии наук и Российской академии естественных наук, проходила 7-я Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири», которая стала рекордной по числу участников. На конференцию из разных концов России съехались специалисты более чем 100 научно-исследовательских и проектных институтов. В течение 3-х дней заслушано 150 докладов – в полтора раза больше, чем в 2008 г.

Кроме конференции деловая программа выставки включила в себя семинары и презентации компаний-участников.

Кроме насыщенной деловой программы экспонентам были предложены: банкет, обзорная экскурсия по г. Тюмени, поездка в бассейн на Горячий источник турбазы «Верхний бор».

В рамках выставки проходил смотр-конкурс на лучшую продукцию с награждением медалями и дипломами. По решению независимой комиссии в составе 15-ти авторитетных экспертов под председательством

президента ОАО «Институт «Нефтегазпроект», д.т.н. профессора Малюшина Н.А. участникам конкурса вручены 24 медали и 90 дипломов по 8-ми номинациям. ■

450080, г. Уфа, ул. Менделеева, 158, Выставочный комплекс «Башкортостан», 3 павильон 450022, Уфа, а/я 52 т./ф.: (347) 253-38-00, 253-14-33 e-mail: promexpo@bvkexpo.ru www.bvkexpo.ru





CAD/CAM/CAPP ADEM - интегрированная система, обеспечивающая сквозное проектирование. Сосредоточение и глубокая интеграция инструментов для решения разноплановых задач в одном программном продукте позволяет объединять усилия специалистов и значительно сокращать этап подготовки производства.

ADEM - это единое конструкторско-технологическое пространство, единая база, единый интерфейс. Условно подразделяется на два основных предметных модуля:

ADEM CAD - проектно-конструкторская среда, содержит: 3D CAD + 2D CAD + Архив + Редактор сканированных чертежей + Конструкторские библиотеки

ADEM CAPP - технологическая среда, содержит: TDM + CAM + Архив + Систему контроля геометрии + Систему контроля качества + Технологические библиотеки + Систему адаптации к оборудованию

### Группа компаний ADEM

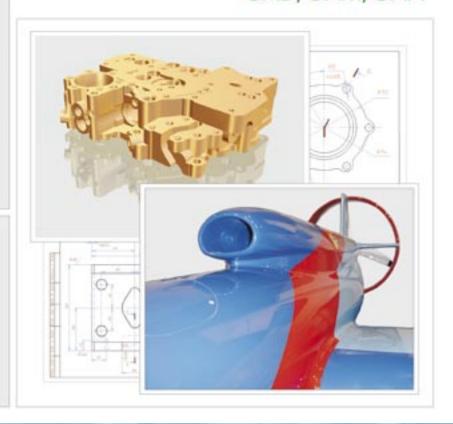
уп. Иркутская, д.11, тел/факс. (7-495) 462 01 56, (7-495) 502 13 41 e-mail: omegat@aha.ru; www.adem.ru

Томск: тел. (7-913) 801 03 80 e-mail: adem@tomsk.ru

ул. Карпа Маркса, д. 437 офис 200, Теп/факс. (3412) 22 89 81, (3412) 40 12 57 e-mail: izhevsk@adem.ru

Екатеринбург: 620147 a/n 70 тел/факс. (343) 267-44-25 e-mail; adem@urmail.ru





# ROMILARIUS «DIERTPO KAACC»

Мы начали собственную сборку нового направления светильников (РСП51, ЖСП51, ГСП51 серий «Гефест», «Меркурий» и с поликарбонатным отражателем) для общего освещения торговых и выставочных центров, автосалонов, гипермаркетов, цехов и т.п.



«Меркурий»

При комплектации светильников нового направления используются:

- Качественные отечественные и импортные балласты (ПРА): Galad, EElectrostart
- Качественные отечественные и импортные конденсаторы
- Качественные импортные и отечественные ИЗУ

P(Ж.Г)CП51 Поликарбонат

Мы работаем для Вас и стараемся, чтобы качество, скорость обслуживания и наши цены приятно удивляли Вас!"



PCП 11-250-002

PCП 51-700 ЖСП 51-600 TC∏ 51-700

Свердловская область, г. Ревда

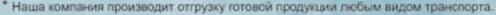
www.electroclass.ru

т/ф (34397) 55-240 (902) 255-99-43

e-mail: rsp.mail@mail.ru

Суважением и наимучиными поэкеманиями

Компания 000 «ЭлектроКласс»





POK, F) CR51 «Гефест»







# МОДИФИКАЦИИ АВТОМОБИЛЕЙ КАМАЗ с двигателями Cummins производства

# ОАО РИАТ



www.riat.ru



тел:(8552) 52-96-14, 52-78-90, 52-98-22, 52-96-16

### Отличительные особенности и преимущества

- Улучшение тягово-динамического качеств а/м на 18%
- Снижение расхода топлива на 8%
- Снижение затрат на ТО на 25%
- Увеличение прибыли на 1 т/км до 30%

Ресурс 1000000км

Мощность 310 - 360л.с.

Технические характеристики а/м Камаз с двигателем Cummins

2000000	Значение						
Параметр	KAMA3-65115-RD	KAMA3-65115-RA	KAMA3-44108-RD	KAMA3-6522-RA			
1 Снаряженная масса, кг	10 550	10 550	9 200	13 950			
2 Грузоподъемность, кг	14 500	14 500	10 350	19 000			
3 Полная масса, кг	25 200	25 200	19 700	33 100			
передняя ось, кг	6 200	6 200	5 700	7 500			
задняя тележка, кг	19 000	19 000	14 000	25 600			
4 Полная масса автопоезда, кг	38 200	38 200	32 200	53 100			
5 Полная масса прицепа, кг	13 000	13 000	23 000	20 000			
6 0	Cummins ISLe 310	Cummins L325	Cummins ISLe 310	Cummins L360			
9 Двигатель Модель, тип	L6 дизель	L6 дизель	1.6 дизель	L6 дизель			
7 Рабочий объем, см <sup>3</sup>	8 900	8 900	8 900	8 900			
в Экологический уровень	Euro-III	Euro-III	Euro-III	Euro-III			
9 Мощность тах, кВт (л.с.)	228 (310)	239 (325)	228 (310)	264 (360)			
при оборотах, об/мин	2 100	2 200	2 100	2 200			
10 Крутящий момент тах, Н'м	1 200	1 230	1 200	1 400			
при оборотах, об/мин	1 200 - 1 700	1 400	1 200 - 1 700	1 400			
11 Контрольный расход топлива *, л/100км	34,5	34	45	43			
12 Ресурс автомобиля, км (по двигателю)	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000			
13 Максимальная скорость, км/ч	100	98	99,7	88			
14 Периодичность ТО-1 и ТО-2	5 500, 16 500	5 500, 16 500	5 500, 16 500	8 000, 16 000			



