ПРЕДЛОЖЕНИЯ РЕГИОНОВ
ЭКСПОЗИЦИЯ

НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ
SPECIALIZED PUBLICATION

OIL GAS
3/H (03) JUNE 2009

runeft.ru
отраслевой портал

- Предприятия
- Мероприятия
- Библиотека
- Справочники
- Вакансии
- Объявления
- Каталог СМИ
- Тендеры
- Новости
- Аналитика
- Цены на нефть
- Котировки акций

СИСТЕМЫ ПЛАВНОГО ПУСКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Системы плавного пуска и регулирования скорости электродвигателей напряжением 3-10 кВ и мощностью до 17 МВт осуществляют:

- УПРАВЛЕНИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНЫМ ПУСКОМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ;
- ДИАГНОСТИКУ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СПП;
- МОНИТОРИНГ ПРОИСХОДЯЩИХ В СПП СОБЫТИЙ;
- МОНИТОРИНГ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЗНАЧЕНИЙ ФАЗНЫХ ТОКОВ И ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ ВО ВРЕМЯ ПУСКА;
- МОНИТОРИНГ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЗНАЧЕНИЙ ФАЗНЫХ ТОКОВ И ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ АВАРИЙНЫХ ПУСКОВ;
- ИНТЕГРИРОВАНИЕ В СИСТЕМУ АСУ ТП.

НПП «ЭКРА» производит:

- 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

ЭКРА | научно-производственное предприятие

428003, Чувашская Республика,
г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3
Тел./факсы: (8352) 220-110 (многоканальный),
554-361, 399-929, 570-035
E-mail: ekra@ekra.ru, www.ekra.ru

на правах рекламы

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 3/Н (03) июнь 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»

ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Кудряшов А.В. / kav@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕДАКТОР:
Петриковская Е.Г. / nts@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Хазиев Р.М.

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 06-09/04-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
8.06.2009

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.

СОДЕРЖАНИЕ:

ДОБЫЧА, ТРУБОПРОВОД, ПЕРЕРАБОТКА, ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА,ЭНЕРГЕТИКА

В.В. СЕВАСТЬЯНОВ, Р.А. РОМАНОВ Центровка насосов.....7

Титановая опора державы.....10

И.С. ЛАДНЕР, Д.М. АНТОНОВСКИЙ Эффективное применение геосинтетических материалов при строительстве подъездных дорог в нефтегазовой отрасли..... 12

Б.Я.МАРГУЛИС, В.А.АЛЬФОНСОВ Новые подходы к разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах.....15

Восстановление роторов винтовых забойных двигателей.....18

Ю. РАЧКОВСКИЙ Антикоррозионная защита резервуарного парка.....20

А.Л. ШАНАУРИН В.А. УФИМЦЕВ Повышение ремонтопригодности обратных затворов....23

В.Н. ТИМОШИН, К. М. ТИНЯКОВ, Г.В. МАКАРЧЕНКО установка «экотром-2» — эффективное решение проблем утилизации ртутьсодержащих люминесцентных ламп.....25

А.Р.ЕНИКЕЕВ Выделение коллекторов юрского продуктивного комплекса юганского приобья.....26

А.Ф. КЕМАЛОВ Современные инновационные технологии создания полифункциональных модификаторов (ПФМ) для производства битумов и битумных материалов с высокими эксплуатационными свойствами.....31

Новое поколение счетчиков газа СГ16МТ−Р.....35

ДЖЕЙМС Р. БРЕННАН Высокоэффективные винтовые насосы colfax corporation: allweiler, houttuin, imo, warren, zenith.....38

Системы производства компании «Avalon Sciences Limited» - лучший выбор для всп и скважинного микросейсмического мониторинга.....42

WIWA-Техника горячего распыленияДля защиты трубопроводов.....44

Надёжность и эффективность – наш самый главный продукт.....46

Народное предприятие «Подольсккабель».....48

Особенности выявления нефтеперспективных объектов в слабо изученных отложениях методом высокоразрешающей сейсмики.....49

А.А. ГОЛОВЕНКО, И.С. ТИХОНОВА
Перспективы разработки и освоения углеводородного сырья венихъяртского нефтегазоконденсатного месторождения.....55

А.Г. АВЕРБУХ, Н.Л. ИВАНОВА Оценка и учет влияния погрешностей 3d сейсмических структурных построений.....61

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

МАРГУЛИС Борис Яковлевич
канд. хим. наук, ст.научный сотр., заведующий комплексным отделом физико-химии, механики пласта и совершенствования МУН ОАО «НИИнефтепромхим» г. Казань

ЛУКЬЯНОВ Олег Владимирович
зав. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим» г. Казань

КОТЕЛЬНИКОВА Елена Николаевна
доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры кристаллографии геологического факультета Санкт-Петербургского государственного университета г. Санкт-Петербург

МАНУКОВ Виктор Сергеевич
начальник отдела научно-технического сотрудничества ЦГЭ Минэнерго РФ г. Москва

ТЕЛЯШЕВ Эльшад Гумерович
доктор т. н., профессор ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ» г. Уфа

КЕМАЛОВ Алим Фейзрахманович
доктор т. н., профессор, член-корреспондент Российской академии естественных наук, Международной академии холода, изобретатель СССР, директор Научно-технологического центра «Природные битумы» КГТУ г. Казань

КЕМАЛОВ Руслан Алимович
кандидат т. н., доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа КГТУ, докторант г. Казань

СУЛТАНОВ Альберт Ханифович
ассистент кафедры «Химической технологии переработки нефти и газа», КГТУ г. Казань

АВТОРСКИЕ ПРАВА: За содержание рекламных материалов и объявлений редакция ответственность не несет. Весь рекламируемый товар подлежит обязательной сертификации (ПОС). Мнение редакции не всегда совпадает с мнением авторов. Любое использование материалов журнала допускается только с разрешения редакции.

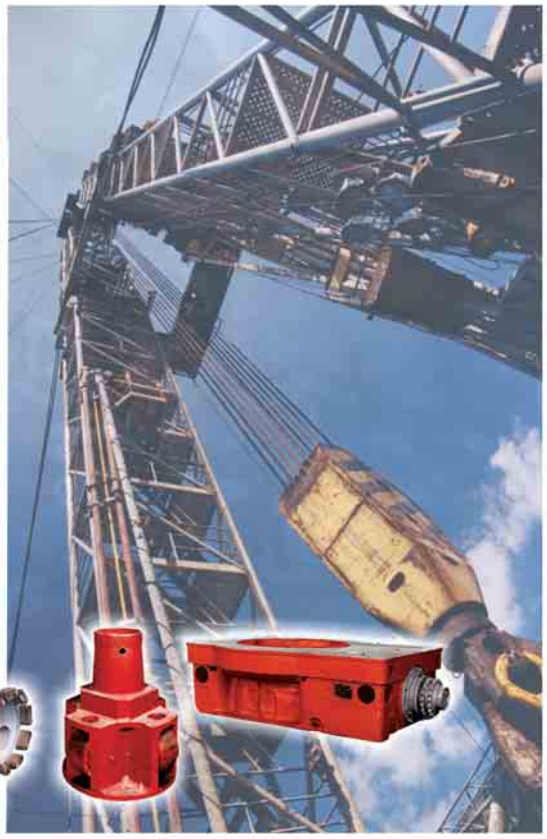
РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ПО ГОРОДАМ: Алматы, Атырау, Альметьевск, Екатеринбург, Ижевск, Иркутск, Киев, Красноярск, Москва, Набережные Челны, Нижневартовск, Нижнекамск, Ноябрьск, Оренбург, Пермь, Самара, Санкт-Петербург, Саратов, Сургут, Тюмень, Уфа, Ухта.
РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ПО ВЫСТАВКАМ: ВК «Новое тысячелетие», ITE, ВВЦ «Регион», ВП «Экспо-Кама», ВЦ «УралЭкспо», ЗАО «Алекс», «Московские нефтегазовые конференции», ВК «ЕвроЭкспо», ЗАО «Экспотроника», ВЦ «БВК», ВЦ «КрокусЭкспо», «Фарэкспо», ЗАО ЧВК «Экспоцентр», Фонд им. Вернадского, ВЦ «Казанская ярмарка», «Тюменская ярмарка», ВП «ЭРГ», MVK, ОВЦ «Югорские контракты», ВЦ «Софит-Экспо», ВЦ «Удмуртия», ОАО «ЦГЭ», ВЦ «Пермская ярмарка», «Ассо», «Экспо-Волга», ЗАО «Международная выставочная компания», ВЦ «БашЭкспо», ЗАО ВВЦ, «Промышленность и строительство», «Уральские выставки 2000».

ООО «ЭнергоБурСервис»

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ

- Для насосов УНБ-600, УНБТ-950
- Вертлюгов УВ-250, УВ-320
- Лебедки ЛБУ-1200(К), ЛВ – 44
- Роторы Р-700, Р-560
- Талевая система УКБ , УТБК
- Пневмооборудование, подшипники

620098, г. Екатеринбург,
ул. Индустрии, 123, оф. 106
т. (343) 373-48-53, 354-27-76
т./ф: (343) 373-48-54.
e-mail: bures@e-sky.ru
www.energobur.rosfirm.ru



ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Генеральный директор ИНК стала лауреатом международной премии

«Женщина в бизнесе»

16 мая Европейский банк реконструкции и развития в Лондоне вручил престижную международную премию «Women in business awards» («женщина в бизнесе») - генеральному директору ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) Марине Седых. Кандидатами премии становятся клиенты банка из стран операций ЕБРР, которых номинируют представительства банка в 36 странах от Центральной Европы до Центральной Азии. Побеждают целеустремленные и самоотверженные женщины, чьи достижения оказывают существенное влияние на ход реформ и социально-экономическое развитие регионов различных стран мира.

Всего ЕБРР вручил награды трем женщинам. В двух других номинациях «Предпринимательство» и «Финансовые институты» победителями стали учредитель и владелица частной компании по производству ковров из Узбекистана и учредитель организации, которая специализируется на выдаче небольших кредитов женщинам-предпринимателям из Боснии и Герцеговины.

Марина Седых победила в номинации «Промышленность» и стала единственной россиянкой, в 2009 году удостоившейся «Women in business awards». Принимая поздравления, она отметила, что награда стала лучшим достижением для нее и для всей компании.

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

Иркутская Нефтяная Компания – ваш надежный партнер в Восточной Сибири

www.irkutskoil.ru

ОАО «Красногвардейский крановый завод»

Грузоподъемное оборудование:

ВРЫВОБЕЗОПАСНОЕ И ПОЖАРОБЕЗОПАСНОЕ

- Краны мостовые однобалочные, двухбалочные ручные подвесные и опорные г/п от 1 до 20 т
- Краны мостовые однобалочные, двухбалочные электрические подвесные и опорные г/п от 1 до 10т
- Краны консольные ручные стационарные ККР3 г/п 0,25; 0,5; 1 и 2 т
- Краны консольные с механическим поворотом ККМ7 г/п от 1 до 5т
- Краны-штабелеры электрические опорные г/п 0,5 и 1 т
- Таль ручная червячная передвижная двухскоростная г/п 5,0 и 8,0 т
- Тали червячные ручные стационарные и передвижная г/п от 1 до 10 т
- Кошки тип «А» и «Б» г/п от 1 до 5 т
- Лебедки ручные тросовые г/п 80 кг, 0,5 т
- Запасные части и комплектующие к грузоподъёмному оборудованию

e-mail: kkz_mail@mail.ru, kkz_marketing@mail.ru, kkz_vent@mail.ru, www.krantal.com

Вентиляторное оборудование:

- Осевые местного проветривания ВМЭ-5; ВМЭ-6; ВМЭ-8; ВМЭ-12А
- Вентиляторы газоотсасывающие ВЦГ-7А; ВЦ-9М; ВЦГ-15
- Вентиляторы главного проветривания ВЦ-15; ВЦП-16; ВЦ-25М
- Вентиляторы осевые главного проветривания ВОД-18, ВОД11П, ВОД16П
- Пылеулавливатель ПК-35
- Дымососы Д-18, ДН-19, Д-21,5х2, ДРЦ-21х2, ДН-26
- Запасные части к вентиляторам

623770, Свердловская обл., Артемовский р-он, п. Красногвардейский, ул. Дзержинского, 2.
Зам. ген. дир. по коммерции: т/ф (34363) 44-900, приемная тел. 44-896, т./ф. 44-996,
служба маркетинга т./ф. 44-897, 44-992, 44-905, 44-970, снабжение тел. 44-906, т./ф. 44-907

БЕСПРОВОДНАЯ ЛАЗЕРНАЯ СИСТЕМА ЦЕНТРОВКИ

FIXTURLASER XA

site: www.baltech.ru
mail: info@baltech.ru
phone: (812) 335-00-85

Решение задач по центровке (выверке соосности) насосов является важным условием для обеспечения надежности и экономичности оборудования. В стандарте технических решений НО:2010, на который переходят все нефтехимические предприятия СНГ, сертифицированные по ISO-9001, этому направлению уделяется особое внимание.

ЦЕНТРОВКА НАСОСОВ

В.В. Севастьянов, Р.А. Романов | Ведущие технические специалисты ООО «Балтех» | г.Санкт-Петербург

PUMP ALIGNMENT.
V.V. Sevastyanov, R.A. Romanov,
Lead Technical Experts, OOO «Batech»

Dealing with the issues of aligning the pumps (checking the alignment) is an important condition for ensuring the reliability and economy of the equipment. In «NO:2010» Technical Solutions Standard to which all the petrochemical enterprises of the CIS certified to ISO-9001 are now transitioning, this activity is given special consideration.

The pump alignment in itself is a technical discipline which is not common to the specialities related to the service and repairs of the equipment, it tends to be defined more as a specialization. In order to obtain good results on large, high speed or high temperature units, the alignment requires unique and expensive measurement devices, a certain amount of calculation capability and, to a great extent, depends on the expert's experience.

At the present time, in Russia, there are no uniform standards which would regulate the tolerances for the work with respect to alignment of the rotary equipment and the procedure of doing such work, there is program in place for validation of specialists, which causes the results to be greatly inconsistent. At the same time, incorrect alignment of the pumps results in higher consumption of energy, premature wear of parts (couplings) and increased vibration, which, in most cases, culminate in series wrecks and emergencies.

Here comes up a reasonable question: what is pump alignment and how can lack of alignment be identified, what are the tolerances for the work to be done and what devices are to be used to do this work? Let us start from the very beginning and for that purpose we will introduce some basic definitions:

All the shafts, whether they are straight or curved, rotate around the axes, called centers of rotation. Correspondingly the centers of rotation form a straight line.

The shafts are aligned if their centers of rotation form a straight line, and the shafts are misaligned, if their centers of rotation do not lie on the same line during the machine operation. Correspondingly, alignment is defined as the operation to coordinate the rotation axis of the pump and the electric motor.

In the theory of the alignment there are two types of misalignment: parallel offset and angular opening. In practice both types occur at the same time.

Parallel offset of the axis means that the centers of rotation of the machines lie in parallel planes and, as a rule, constitute intersecting lines. The distance

Сама по себе центровка насосов – техническая дисциплина, не являющаяся общей для профессий, связанных с обслуживанием и ремонтом оборудования, а определяемая более как специализация. Для получения хороших результатов на больших, высокоскоростных или высокотемпературных агрегатах, центровка требует уникальных и дорогостоящих средств измерений, некоторой вычислительной способности и в большой степени зависит от опыта специалиста.

К настоящему времени в России нет единых стандартов, регламентирующих допуски на производство работ по центровке роторного оборудования и сам порядок проведения работ отсутствует, нет программы сертификации специалистов, что влечет за собой большое непостоянство результатов. В то же время неправильная выверка насосов ведет к повышенному расходу энергии, преждевременному износу деталей (муфт) и повышенной вибрации, которая в большинстве случаев приводит к серьезным авариям.

Встает резонный вопрос: что такое центровка насосов и как определить наличие расцентровки, каковы допуски на производство работ и какими средствами ее производить? Начнем по порядку и с этой целью введем основные определения:

Все валы, будут ли они прямыми или изогнутыми, вращаются вокруг осей, называемых центрами вращения. Соответственно центры вращения образуют прямую линию.

Валы являются соосными, если их центры вращения образуют прямую линию, и валы несоосны, если их центры вращения не лежат на одной линии во время работы машины. Соответственно центровкой называют операцию по согласованию осей вращения насоса и электродвигателя.

В теории вопроса центровки существует два типа несоосности: параллельное смещение и угловое раскрытие. На практике всегда встречаются оба вида одновременно.

Параллельное смещение оси подразумевает, что центры вращения машин лежат в параллельных плоскостях и являются, как правило, скрещивающимися прямыми. Расстояние между плоскостями определяет величину параллельного смещения (рис.1.).

Наклон (угловое раскрытие) может быть просто оценен сначала определением разницы между смещениями вала, измеренными в двух плоскостях, ортогональных линии опорного вала, (смещение 1 - смещение 2), и делением этой разницы на расстояние между точками пересечения этих плоскостей с линией вала. В случае, показанном на рисунке:

$$\frac{(-0.12) - (-0.35)}{350} - \frac{+0.35 - 0.12}{350} - 0.00066 \text{ mm/mm},$$

умножая на 100, мы получим более употребительное значение:
0,00066 х 100 мм / 100 мм = 0,066 мм / 100 мм

Когда валы несоосны, в соединении возникают силы, воздействие которых на насос приводит к его аварийному останову. Определить наличие этих сил можно по первичным признакам, таким как повышенная вибрация механизма, чрезмерный нагрев муфтовых соединений, быстрый выход из строя узлов насоса (подшипников, уплотнений, муфт) по сравнению с аналогичными насосами, и по вторичным: масляные подтеки, горки резиновых или пластмассовых крошек под защитным кожухом, чрезмерный износ зубьев в соответствующем зубчатом зацеплении и т.п.

Допустимой является такая несоосность валов, при которой точка пересечения их осей вращения находится в области муфты и прилежащий угол между осевыми линиями мал. Эти два критерия используются в двух перпендикулярных направлениях, обычно для удобства в вертикальном и горизонтальном, и нормируются в зависимости от скорости (частоты вращения).

Требования по центровке высокоскоростных машин жестче по сравнению с низкоскоростными машинами.

Ввиду отсутствия российского стандарта, регламентирующего допуски на производство работ по центровке, можно►

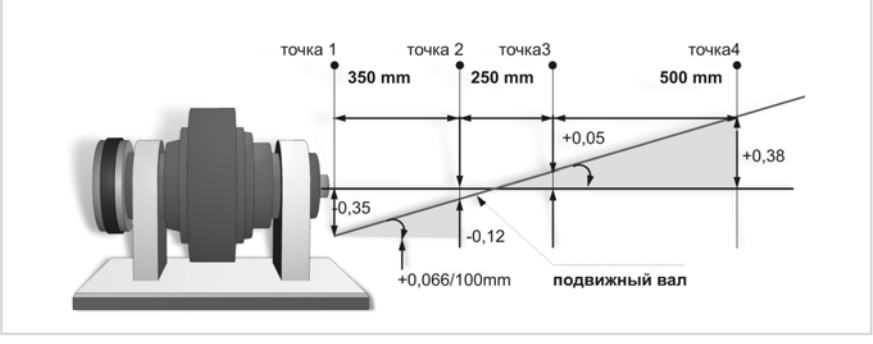


Рис. 1. Расчет угловой расцентровки

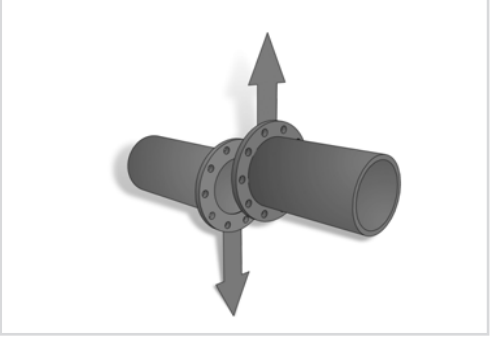


Рис. 2. Влияние сил в муфтовом соединении

воспользоваться нормами, принятыми на Западе. В табл.1 представлены допуски на центровку немецкой компании BALTECH GmbH, в табл. 2 даны нормы, рекомендуемые фирмой Fixturlaser, Швеция.

Центровка обязательно должна проводиться на всех машинах и механизмах (насосы, дымососы, вентиляторы, компрессоры, электродвигатели, редукторы, дизели, турбины и пр.), где есть:

- муфтовые соединения горизонтальных и вертикальных машин,
- промвставки горизонтальных и вертикальных машин,
- валопроводы из 3 и более последовательно соединенных машин,
- карданные передачи,
- ременные передачи,
- влияние параллельности и перпендикулярности валов на качество выпускаемой продукции (бумагоделательные машины, экструдеры, прокатные станы, компрессоры),
- влияние плоскостности станины на надежность установленного механизма на фундамент,
- геометрическая центровка (прямолинейность направляющих кранов, выставление постелей подшипников скольжения, «пробитие» линии вала дизелей и судовых валопроводов),
- необходимость выставления проточной части турбоагрегатов (турбины, компрессоры).

В последующих статьях мы будем рассказывать о методах и средствах достижения качества и надежности выше перечисленных агрегатов с помощью приборов центровки Fixturlaser XA.

При проведении работ по центровке специалисту необходимо принять во внимание множество факторов, влияющих на условия эксплуатации насосов. Это осевой зазор в муфте, деформация корпуса, установка подшипников (если подшипники менялись), плоскостность базы, тепловые расширения, изгиб валов, натяжение трубной обвязки и прогиба выносных элементов измерительной системы. В полномочия специалиста по центровке входит определение влияния этих факторов и проведение соответствующих корректировок.

Вибрация не должна использоваться как критерий качества центровки, несмотря на то, что задачей центровки является ее снижение. Оценивать центровку необходимо в статике с помощью измерительных инструментов, закрепленных на валах, используя «Допустимые пределы центровки». Другие причины могут вызвать вибрацию, такие как резонанс конструкции или дисбаланс. Поэтому нельзя использовать повышенную вибрацию как единственный признак расцентровки. Но если работающий насос не вызывает вибрации, то очевидно, что центровка удовлетворительна и ее можно принять.

Шум и повышенная температура подшипника могут быть связаны с расцентровкой, но эти симптомы также могут указывать на другие проблемы. Применять наличие шума и повышенной температуры у подшипника в качестве единственных признаков плохой центровки недопустимо.

Эти рассуждения не мешают специалисту остаться у машины при запуске и для своего удовлетворения понаблюдать за рабочим состоянием машины. Не запрещается также для достижения более мягкой работы машины с помощью средств виброконтроля в качестве обратной связи проводить центровку работающего агрегата.

Выбор измерительных систем и методов – дело специалиста. Основные варианты – стрелочные индикаторы или лазеры. Основное требование для любой системы ►

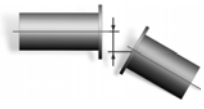
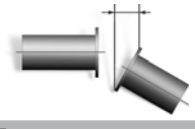
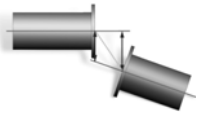
Для коротких муфт: For Short Couplings:		**Скорость вращения (об/мин)** Rpm	**Допустимо** Acceptable	**Отлично** Excellent
	Параллельное смещение (мм) Parallel Offset (mm)	750	0,19	0,09
		1500	0,09	0,06
		3000	0,06	0,03
		6000	0,03	0,02
	Угловое раскрытие (мм/100мм) Angular Opening (mm/100mm)	750	0,13	0,09
		1500	0,07	0,05
		3000	0,04	0,03
		6000	0,03	0,02
Для валов с промвставкой и дисковых муфт: For Shafts with Insert and Plate Couplings:				
	Смещение (на 100 мм длины промвставки) Offset (over 100 mm of the Insert Length)	750	0,25	0,15
		1500	0,12	0,07
		3000	0,07	0,04
		6000	0,03	0,02

Табл. 1. Допуски на центровку Baltech, Германия | Tab. 1 Alignment Tolerances Baltech, Germany

Скорость вращения (об/мин) Rpm	**Угловое раскрытие (мм/100мм)** Angular Opening (mm/100mm)		**Параллельное смещение (мм)** Excellent Parallel Offset (mm)	
	Отлично	Допустимо	Отлично	Допустимо
0-1000	0,06	0,10	0,07	0,13
1000-2000	0,05	0,08	0,05	0,10
2000-3000	0,04	0,07	0,03	0,07
3000-4000	0,03	0,06	0,02	0,04
4000-5000	0,02	0,05	0,01	0,03
5000-6000	0,01	0,04	<0,01	<0,03

Табл. 2. Допуски на центровку Fixturlaser, Швеция | Tab2. Alignment Tolerances Fixturlaser, Switzerland

between the planes determines the amount of the parallel offset.

The tilt (angular opening) can be assessed simply, first by determining the difference between the offsets of the shaft measured in the two planes orthogonal to the line of the support shaft, (offset 1 - offset 2), and by dividing this difference by the distance between the points of intersection of these planes with the line of the shaft. In the case shown in the figure:

by multiplying by 100, we will obtain a more usable value:
0,00066 x 100 mm / 100 mm = 0,066 mm / 100 mm

When the shafts are off center (misaligned), there arise such forces in the connection whose impact on the pump results in an emergency failure. The existence of such forces can be identified by initial signs, such as increased vibration of the mechanism, overheating of the coupling joints, fast failure of the pump components (bearings, seals, couplings) compared to similar pumps, and by secondary signs: oil leaks, heaps of rubber or plastic fragments under the protective cover, excessive wear of the teeth in the relevant tooth mesh, etc.

Acceptable is such misalignment of the shafts in which the intersection point of their axes of rotation is located in the coupling area and the adjacent angle between the axial lines is small. These two criteria are used in two perpendicular directions, normally for the sake of convenience in the vertical and horizontal directions, and are standardized depending on the speed (rpm).

The alignment requirements with respect to the high speed machines are more stringent compared to the low speed machines.

Due to lack of the Russian standard, which regulates the tolerances for the alignment work, one can use the norms accepted in the West. Table 1 gives the alignment tolerances of the German company BALTECH GmbH, while Table 2 lists the norms recommended by Fixturlaser, Switzerland.

It is mandatory that all the machines and mechanisms (pumps, exhaust blowers, fans, compressors, electric motors, reducers, diesel engines, turbines, etc.) should be aligned where there are:

- Coupling joints of the horizontal and vertical machines,
- Inserts of the horizontal and vertical machines,
- Shaft lines consisting of 3 or more machines connected in series,
- Gimbal drives,
- Belt drives,
- Influence exercised by the parallelism and perpendicularity of the shafts on the quality of the products made (paper making machines, extruders, rolling mills, compressors),
- Influence of the bed flatness on the reliability of the mechanism installed on the foundation,
- Geometric alignment (straightness of the crane guide ways, aligning the sleeve bearing seats, «positioning» the diesel engine shaft line and vessel shaft lines),
- The need to align the plenum part of the turbo units (turbine, compressors).

In subsequent articles we will be describing the methods and devices by which to achieve quality and reliability of the above mentioned units using the Fixturlaser XA alignment instruments.

When doing the alignment work, a technician needs to take into consideration many factors which impact the operating conditions of the pumps. These are axial play in the coupling, the housing deformation, installation of the bearings (if the bearings have been replaced), flatness of the base, thermal expansions, the bend of the shafts, the tension of the pipework and the sagging of the remote elements of the measuring system. Part of the alignment technician's powers is to determine the effect of these factors and to make appropriate corrections.

Vibration is not to be used as a criterion of the

alignment quality despite the fact that the purpose of the alignment is to reduce it. The alignment is to be appraised in static condition, using the measuring instruments attached to the shafts and referring to the "Acceptable alignment limits". Other causes may lead to vibration, such as the structure resonance or imbalance. Therefore, increased vibration cannot be used as the only sign of misalignment. However, if the operating pump does not cause vibration, it is obvious that the vibration is satisfactory and it can be accepted.

Noise and elevated temperature of the bearing can be attributed to misalignment, however these symptoms may be indicative of other problems. It is not permitted to use the existence of noise and elevated temperature as the only signs of bad alignment.

Such talk should not preclude the technician from staying by the machine when it is started up or from watching the machine to satisfy himself that the machine is in running order. It is not prohibited either to align an operating unit, in order to achieve a smoother operation of the machine, using the vibratory control devices for feedback.

It is up to the technician to choose measuring systems and methods. The main options are needle indicators or lasers. The key requirement for any shaft alignment system is the repeatability of the readings. This is evaluated using the repeatability test in a circular turn. This test is a good way of evaluating the system attachment when deciding to purchase it. On the whole, the measuring system which does not return to zero (with the tolerance of 0.05 mm) after rotating 360 degrees, has to be rejected. Do not trust plastic clamps or other attachment elements which are not rigid enough.

Selecting a tool to work on the equipment alignment is an important activity.

What should be the focus when buying a tool (instrument)?

Who is the manufacturer? Who manufactures the tool and where. How is the tool sold and in the case of unforeseen emergency, where can it be repaired, replaced or where some option to add to it can be efficiently sourced. Where can it be checked and calibrated and what is the time scale for checking and calibration?

Who are the sellers? Will the sellers provide training in the use of the instrument? Will the sellers be telling about the capabilities of the instrument from the point of view of the user? Will they provide consulting regarding selection of hardware and will they take responsibility in the event of them committing a mistake?

But you have to be prepared yourself for the purchase of a new device. When buying a new measuring device to do alignment work, you have to have a precise knowledge of the following items:

1. Length of the shafts to be mated
2. Existence of thermal expansion
3. If there is a shaft line, the number of the shafts to be mated
4. The temperature range in which the instrument has to operate steadily.
5. Will the instrument require protection from explosion

The technicians of the Baltech Company will help you to make the right choice of the hardware, will teach you to operate it free of charge and will offer the most optimum terms and conditions for cooperation.

Mechanical, electronic and digital as well as laser alignment systems of the QUANTUM series have been developed and manufactured by the «BALTECH» Company, and in terms of many parameters, these systems are superior to their Western equivalents.

Example. The classical spectrum of the misalignment when carrying vibratory diagnostics of the pump at a company based in St.Petersburg by "Baltech" technicians, during preventive repairs (July 2005). In most cases the 2-nd reverse harmonic is 50% greater than the 1-st, also the resonances of the other components of the coupling joint are visible.

центровки валов – повторяемость измерений. Это оценивается тестом на повторяемость показаний при круговом повороте. Этот тест – хороший способ оценки крепежа системы при принятии решения о ее закупке. В основном измерительная система, которая не возвращается в ноль (с допуском 0,05 мм) после вращения на 360 градусов, должна быть отвергнута. Не доверяйте пластиковым скобам или другим элементам крепежа с недостаточной жесткостью.

Выбор инструмента для проведения работ по центровке оборудования – ответственное и важное мероприятие.

На что следует обратить внимание при покупке инструмента (прибора)?

Кто производитель? Кто и где производит инструмент. Как он продается и где в случае непредвиденной ситуации можно его отремонтировать, заменить или оперативно докупить к нему какую-либо опцию? Где производить его поверку и калибровку и в какие сроки?

Кто продавец? Проведет ли продавец обучение пользованию прибором? Расскажет ли о возможностях прибора с точки зрения пользователя? Даст ли консультацию по выбору аппаратного средства и возьмет ли на себя ответственность в случае своей ошибки?

Но и Вы сами должны быть подготовлены к покупке нового средства. При покупке нового измерительного средства для производства работ по центровке Вы должны точно знать следующие моменты:

1. Длина сопрягаемых валов
2. Наличие теплового расширения
3. При наличии валопровода – кол-во сопрягаемых валов
4. Температурный диапазон, при котором прибор должен устойчиво работать.
5. Потребуется ли прибору наличие взрывозащищенности.

Специалисты компании «БАЛТЕХ» помогут Вам осуществить правильный выбор аппаратного средства, бесплатно обучат Вас работе и предложат самые оптимальные условия сотрудничества.

Механические, электронно-цифровые и лазерные системы центровки серии КВАНТ разработаны и выпускаются фирмой «БАЛТЕХ» по многим параметрам превосходят западные аналоги.

Мы осуществляем также поверку лазерных измерительных головок производства фирм Fixturlaser (Швеция).

Пример:

Классический спектр наличия расцентровки при проведении вибродиагностики диагностики насоса предприятия в г.Санкт-Петербурге специалистами компании «Балтех» во время ППР (июль 2005г.). В большинстве случаев 2-я оборотная гармоника больше 1-й на 50%, а также видны резонансы прочих составляющих муфтового соединения. ■

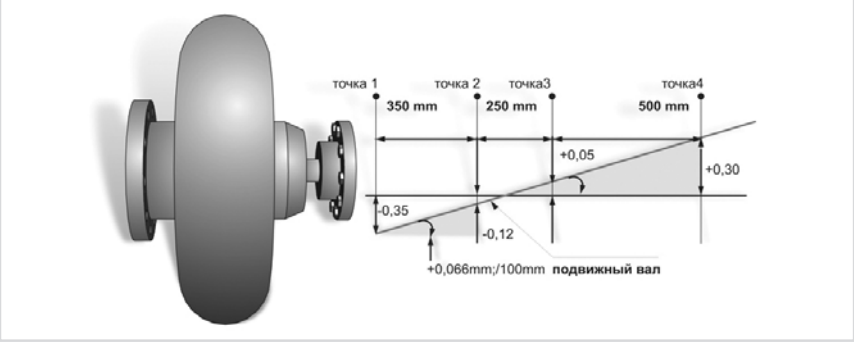


Рис. 3. Расчет линии вращении вала привода | We also check laser measuring heads made by Fixturlaser

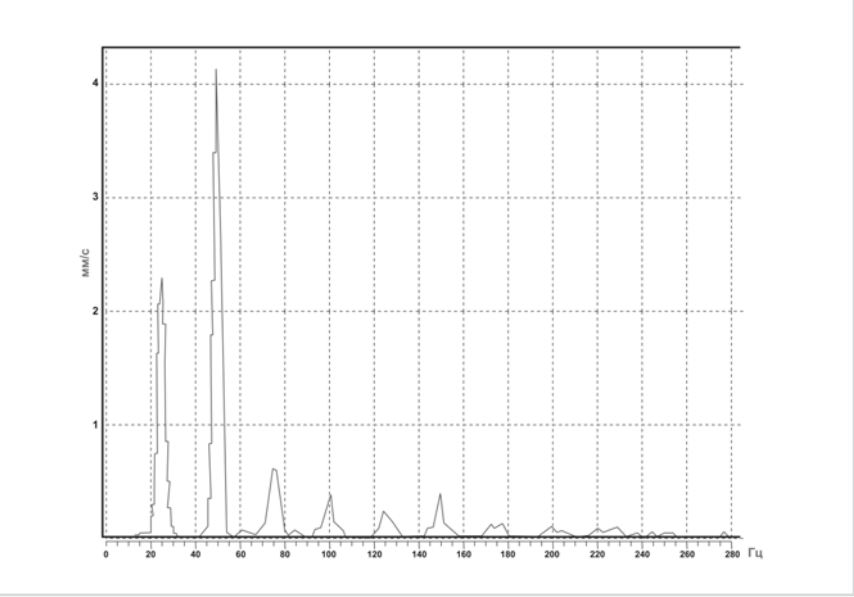


Рис. 2. Классический спектр расцентровки

All the rights to publish this material are protected and owned by the «Baltech» Company. Re-printing and use of this material are allowed only with the authors' approval.

«ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» – это два предприятия: АВИСМА (г. Березники, Пермский край) – производитель титановой губки, ВСМПО (г. Верхняя Салда, Свердловская область) – производитель изделий из титана. Корпорация – единственный в России полномасштабный производитель титана и крупнейший в мире

ТИТАНОВАЯ ОПОРА ДЕРЖАВЫ

«ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» г. Верхняя Салда

ТИТАНОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

Диапазон применения титана огромен – от океанских глубин до космических высот. Незаменимость титана обусловлена его уникальными свойствами: легкость в сочетании с прочностью, буквально выдающаяся коррозионная стойкость, высокий уровень специальных характеристик, хорошие технологические и физические свойства…

Без титана не обходится ни авиация, ни космонавтика, ни флот. Он востребован в энергетике, в том числе атомной, нефтехимической, газовой промышленности. Применяется в медицине, спорте, архитектуре… Кроме того, титан – металл стратегический, он обеспечивает обороноспособность государства.

Всем известный обелиск на ВДНХ в честь запуска первого искусственного спутника Земли первоначально предполагалось изготовить из опалового стекла. Наш знаменитый авиаконструктор Сергей Королев предложил: «Давайте облицуем монумент полированным титаном. Это новый металл, очень долговечный. У него большое будущее – его эпоха только начинается, как и космическая эра человечества».

Благодаря применению титана стали возможны реактивная авиационная и военная техника, полеты в космос, появление современного подводного флота, нового поколения оборудования для энергетики, прогресс в химической и нефтегазовой промышленности. В медицине используются имплантаты и инструменты из титана. Отмечается уникальная биосовместимость титана и тканей человека. Так, медицинские протезы из титана могут постоянно находиться в организме, стальные же приходится заменять каждые 10 лет. Даже купола храмов теперь покрывают определенным соединением титана, который дает золотой цвет.

Вспомним, как в августе 2007 года российская экспедиция на Северном полюсе опустила на глубину более четырех километров флаг России из титана. Этот флаг не одно тысячелетие выдержит низкую температуру и агрессивную соленую среду Северного Ледовитого океана.

Технические и военные достижения, которые стали возможны благодаря титану, оказали влияние и на политику, и на нашу жизнь.Без него невозможен технический прогресс.

«ТИТАНОВАЯ» ИСТОРИЯ

Мощная база титанового производства создана в Корпорации 50 лет назад. Один из его участников сегодня вспоминает: «Это было незабываемое время. Время ученых и производственников, которые в кратчайшие сроки создали лучший титан в мире, востребованный в наши дни рыночной экономикой».

А вообще история ВСМПО-АВИСМЫ начинается в 1933 году. Тогда было организовано крупнейшее производство по выпуску алюминиевых и магниевых сплавов для советской авиации».

Завод был основным поставщиком металла для большинства аэрокосмических проектов СССР: пассажирских самолетов ТУ-154, ТУ-204, ИЛ-76, ИЛ-86, ИЛ-96, ИЛ-114, Антей, Руслан, Мрия и других, вертолетов МИ-8, МИ-24, МИ-26 и других, военных машин СУ-27, СУ-30, МиГ-29, ТУ-160, ракетного комплекса «Энергия-Буран»…

Партнерами ВСМПО были (и остаются по сей день) предприятия КнААПО, НПК «Иркут», «Авиант», УМПО, «Салют», «ВАСО», «Авиастар», «Сатурн», ПМЗ, «Мотор Сич» и другие. По поставкам ВСМПО можно было изучать географию страны.

Сегодня по титановым поставкам Корпорации можно изучать географию мира. Потому что сегодня у ВСМПО-АВИСМЫ заказчики в нескольких десятках стран, можно сказать, что это международная компания с российскими корнями.

«ТИТАНОВЫЙ» РЫВОК

Завод, построенный в середине прошлого века усилиями всей страны, в начале 90-х годов вошёл в мировое производство. ВСМПО-АВИСМА довольно быстро завоевала признание и авторитет у зарубежных авиастроителей.

Сегодня Корпорация располагает самым современным плавильным, прокатным, кузнечным оборудованием. Оно переведено на компьютерное управление, что позволяет проводить технологические операции на еще более высоком качественном уровне.

Продукция предприятия сертифицирована ведущими мировыми авиастроительными компаниями, являющимися заказчиками ВСМПО-АВИСМЫ.

Авиация была первым и основным потребителем титановой продукции. И сегодня строители авиационной и космической техники остаются главными заказчиками российской Корпорации. Практически ►

Titanium Backbone of the Country

VSMPO-AVISMA Corporation is a vertically integrated entity comprising two enterprises which are major players in the global titanium market: AVISMA (City of Berezniki, Perm Territory) is a producer of titanium sponge, VSMPO (City of Verkhnyaya Salda, Sverdlovsk Region) is a manufacturer of titanium products.

VSMPO-AVISMA is the country's only full-scale producer of titanium and the world's largest producer.

Titanium Vertical Line of Authority

The range of applications for titanium is enormous, from ocean depths to outer space. Titanium cannot be replaced with any substitute due to its unique properties: lightness combined with strength, absolutely outstanding corrosion resistance, high level of specialized characteristics, good technological and physical properties…

Neither aviation, nor space missions, nor Navy can do without titanium. It is required in the energy sector, including nuclear, petrochemical and gas industry. It is used in medicine, sports, architecture… Apart from that, titanium is a strategic metal, it ensures the country's defence capability.

The well-known obelisk at the Exhibition of National Economic Achievements commemorating the Earth's first artificial satellite (sputnik) had originally been planned to be made from opal glass. Our famous aircraft design engineer Sergey Korolev proposed: «Let's face the monument with polished titanium. This new metal is very durable. It has a great future, its epoch is only beginning, just as the humankind's space exploration age».

The use of titanium made jet aviation and military technology possible, it made space flights a reality, it made modern submarine fleet come into existence, a new generation of energy equipment be created, the chemical industry, as well as oil and gas industry come into being and progress. In medicine, titanium implants and tools from titanium are used. (Unique bio compatibility of the titanium and human tissues is also emphasized. So, medical prosthetic devices from titanium can permanently stay in the human system, while steel ones need replacing every 10 years.)

Even the church domes are now coated with a certain titanium based compound which imparts a golden color to them.

We can recall that in August 2007 the Russian expedition to the North Pole lowered the Russian flag made from titanium to the depth of more than four kilometers. This flag will stand up to low temperatures and aggressive saline medium of the Arctic Ocean for more than one millennium.

The technical and military achievements which have become possible thanks to titanium have had an influence both on the politics and on our life. Without the titanium, in the sky there would be nothing except for the birds and nothing in the sea, except for the fish. Without titanium, no technical progress is possible.

The «Titanium» History

The powerful titanium production facilities were set up in the Corporation 50 years ago. One of its participants recalls today: «This was an unforgettable time. The time of scholars and industrialists who, within a short space of time, created the world's best titanium which is needed nowadays by the market economy».

The factory was the key supplier of metal for the majority of aeronautics projects in the USSR: passenger aircraft Tupolev-154, Tupolev-204, Ilyushin-76, Ilyushin 86, Ilyushin 96, Ilyushin-114, Antey, Ruslan, Mriya and others, helicopters MI-8, MI-24, MI-26 and others, military aircraft SU-24, SU030, MiG-29, Tupolev 160, Enery-Buran Rocket Complex...

Today, one can study the global geography by tracing the titanium supplies of the Corporation. Therefore, VSMPO-AVISMA has customers in several dozens of countries. They are more than 300. And it has more than a thousand domestic customers as well. It would be fair to describe as an international company with Russian roots.

«Titanium» Evolution

The machine building division which produces heat exchanger systems from titanium alloys for the energy sector and the petrochemical industry and which was established in the Corporation in the 1990-s is functioning successfully. The use of these products made by the Company, specifically speaking, deals with the problem of drinking water shortage, since the specialized seawater desalination plants started to produce the equipment from titanium. It has been already mentioned that this metal has exceptional corrosion resistance.

Titanium is extremely effective from the economic point of view for the fabrication and operation of the energy and heat exchanger equipment.

The use of titanium for nuclear energy facilities is topical and promising. Today, due to the country leadership's undivided attention being paid to the nuclear sector, large scale measures are being taken aimed at reconstructing the principal and auxiliary equipment of the operating nuclear power stations. One of such action plans contemplates the rebuilding of the heat exchanger equipment involving the use of titanium alloys which applies to both steam generators and condensers.

Another important and promising sector is oil and gas producing industry, especially given the recent decisions to develop the continental shelf. For oil and gas producing systems of the continental shelf, the equipment from titanium is used. At the same time, a special mention is deserved by titanium's unique resistance to destruction in the hydrogen sulphide medium which is always present, in this or that concentration, in the mixture of oil and gas products obtained from the formation. Titanium does not require allowance for corrosion so the equipment may be designed in such a way as to meet the minimum requirements with regard to mechanical strength.

In the next few years, the under sea oil production will be carried out at a depth of up to 2.5 (!) kilometers. It is titanium only that operates at a depth like this. Therefore, the demand for titanium alloys from which to fabricate under water equipment has swiftly increased.

The heat exchanger equipment from titanium alloys for petrochemical industry, non-ferrous metallurgy has a long service life and is reliable in use in aggressive media and at super low temperature.

«Titanium» Success

The Corporation is closely integrated into the global economy, it has entered practically all the new international and Russian aviation projects. And not by virtue of titanium supplies only but also by offering new alloys and technologies.

In recent years, VSMPO-AVISMA has come to pursue a triple aim on the path of development, i.e. increase in the output, deeper processing, increased practicality from the point of view of the production process and increased science intensity of the processes and products.

The Corporation fully understands its significance and the responsibility involved in its participation in such sectors of the world economy where it has a presence. Successful performance of the Russian titanium producers guarantees the success of its customers and consumers.

The Corporation is active in pursuing innovations. Investment is focused on the upgrading of the production facilities, creation of new technologies with a view to improving the quality of the material, customer service, expanding the applications for titanium in order to emphasize the prospects for its use in the industry of the 21-st century.

At the conference which took place at VSMPO-AVISMA in 2007 and was dedicated to the 50-th anniversary of the melting of the first titanium ingot, a representative of the Boeing Company gave his Russian partners a memento – a statue in the shape of the Globe with an inscription: To VSMPO-AVISMA Corporation for extremely important achievements which have changed the world».

весь авиастроительный мир сделал ставку на титан уральского предприятия. Ему принадлежит четверть мирового титанового рынка.

«ТИТАНОВАЯ» ЭВОЛЮЦИЯ

Успешно функционирует в корпорации и созданное в 90-х годах XX века машиностроительное подразделение, где производят теплообменную аппаратуру из титановых сплавов для энергетики и нефтехимии. Применение этой продукции предприятия решает, в частности, проблему дефицита питьевой воды, так как на специализированных заводах по опреснению морской воды стали выпускать аппаратуру из титана. Уже упоминалось, что этот металл обладает исключительной коррозионной стойкостью.

Титан чрезвычайно эффективен с экономической точки зрения для изготовления и эксплуатации энергетического и теплообменного оборудования.

Актуальным и перспективным является применение титана для объектов атомной энергетики. Сегодня, в связи с пристальным вниманием руководства страны к атомной промышленности, проводятся масштабные мероприятия по реконструкции основного и вспомогательного оборудования действующих АЭС. Одно из мероприятий предусматривает реконструкцию теплообменного оборудования с применением титановых сплавов – это касается и парогенераторов и конденсаторов.

Другим большим и перспективным сектором является нефтегазодобывающая промышленность, особенно с учетом последних решений по освоению континентального шельфа. Для нефтегазодобывающих систем континентального шельфа используется оборудование из титана. При этом особо стоит отметить уникальную стойкость титана к разрушению в среде сероводорода, который в той или иной концентрации всегда присутствует в смеси нефтегазовых продуктов, получаемых из пласта. Титан не требует припуска на коррозию, так что оборудование может быть спроектировано так, чтобы удовлетворялись минимальные требования к механической прочности.

Морская нефтедобыча в ближайшие годы будет производиться на глубинах до 2,5 (!) километров. Здесь может работать только титан. Поэтому резко возросла потребность в титановых сплавах для изготовления подводного оборудования.

Теплообменная аппаратура из титановых сплавов для нефтехимии, цветной металлургии служит долго и надежно и в агрессивных средах, и при сверхнизкой температуре.

«ТИТАНОВЫЕ» УСПЕХИ

Корпорация глубоко интегрирована в мировую экономику, вошла практически во все новые зарубежные и российские авиапроекты. И не только поставками титана, но разработками новых сплавов и технологий.

В последние годы на ВСМПО-АВИСМЕ четко прослеживается тенденция в направлении развития – углубление переработки, повышение технологичности и наукоемкости процессов и изделий.

Корпорация прекрасно понимает свою значимость и ответственность своего участия в тех секторах мировой экономики, где есть ее присутствие. Успешная работа российских титанщиков гарантирует успех ее заказчиков и потребителей.

В Корпорации активно занимаются инновационной деятельностью. Инвестиции вкладываются в модернизацию производства, в создание новых технологий с целью улучшения качества материала, обслуживания заказчиков, расширения области применения титана, чтобы показать перспективу его использования в промышленности XXI века.

На конференции, которая состоялась на ВСМПО-АВИСМЕ в 2007 году и была посвящена 50-летию выплавки первого титанового слитка, представитель компании Boeing вручил своим русским партнерам памятный подарок – статуэтку в форме земного шара с надписью: «Корпорации ВСМПО-АВИСМА за чрезвычайно важные достижения, которые изменили мир».

Корпорация ВСМПО-АВИСМА – престижный адрес в титановом мире.

Титан ВСМПО-АВИСМЫ – интеллектуальный продукт. В Корпорации уверены, что у титана большое будущее. Он может открыть колоссальные возможности для человечества. Развитие титановых технологий необходимо для того, чтобы титан стал доступнее для самых дерзких проектов во всех уголках мира.

На X-й Всемирной конференции по титану было заявлено, что знания о титане и умение с ним работать – показатель цивилизованности и могущества государства. ■

Возведение насыпей на слабом основании – старая и достаточно хорошо изученная проблема. Но каждый раз к ней находят новые подходы, методы, концепции. Еще древние инки и ацтеки применяли лозу (фашину) для усиления основания сооружений и для прохождения топей и болот. В России давно известно плетение из бересты, помогавшее передвигаться по непроходимым местам. В современном мире многое изменилось, но основные принципы и подходы к армированию остались теми же. Правда, сегодня вместо фашин, берестяных и лозовых сплетений используются армирующие плоские георешетки и геоткани прочностью на разрыв от 10 до 240 тонн на погонный метр.

ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОСИНТЕТИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДЪЕЗДНЫХ ДОРОГ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

И.С. ЛАДНЕР к.т.н. HUESKER Synthetic GmbH Германия
Д.М. АНТОНОВСКИЙ инженер HUESKER Synthetic Moscow г. Москва

Благодаря использованию данной технологии практически отсутствуют технические ограничения в строительстве транспортных сооружений на слабых основаниях. Ее применение экологично и обеспечивает сокращение времени строительства и консолидации, объемов работ и общей стоимости строительных работ и последующих эксплуатационных расходов, особенно в труднодоступных районах со слаборазвитой инфраструктурой. Наличие многолетне мерзлых грунтов в основании также не является помехой для подобных сооружений – при дополнительных морозозащитных мероприятиях.

В нефтегазовой отрасли данные инженерные решения успешно применялись на объектах «ВСТО», «Сахалин-1», «Сахалин-2», КТК-Р «Голубой Поток», Салымском нефтегазовом месторождении, проекте «Мега-Ямал», на Южношапкинском месторождении и в ряде других проектов. За рубежом подобные инженерные системы применяются компаниями Gaz de France, Exxon, BP, Shell, Shevron, Total и другими, в России и странах СНГ – компаниями «Стройтрансгаз», «Лукойлнефтегазстрой», «Пермьтрансгаз», «Варандейнефтегаз», «Сибнефтепроводстрой», «Казахойл» и другими.

При помощи современных геосинтетических материалов сегодня можно в кратчайшие сроки быстро и эффективно построить любую насыпь, при этом, как и везде, существует своя философия решения проблемы. При проектировании насыпи ►

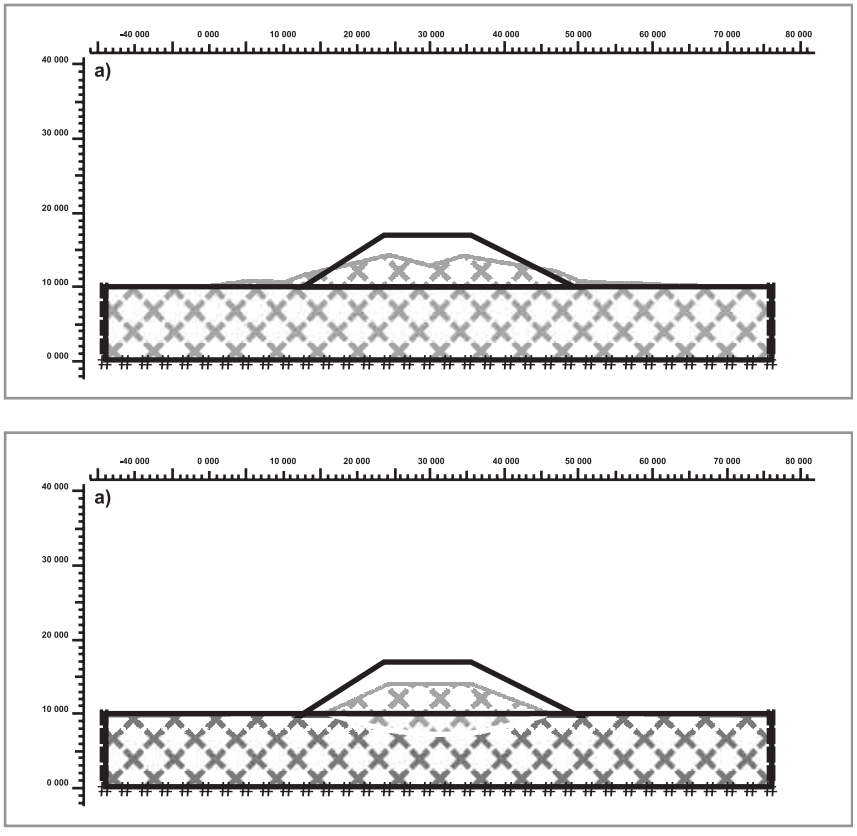


Рис. 1. Моделирование консолидации насыпи под воздействием нагрузок в конечных элементах: а) неармированной; б) армированной тканым геополотном Stabilenka

Effective Use of Geo-Synthetic Materials When Constructing the Approach Roads in Oil and Gas Sector

Erecting the earth fills on a weak base is an old and sufficiently well researched problem. However, every time new approaches, methods and concepts are found with respect to it. Even ancient Incans and Aztecs used to use vine shoots (fascine) to strengthen the base of the structures and to negotiate marshes and bogs. Since times immemorial in Russia woven birch bark has been known to help travel through the impassable places. Many things have changed in the modern world but the basic principles and approaches to reinforcement have remained the same. It is true that today instead of fascines, birch bark and vine shoot weavings, they use the reinforcing flat geo-lattices and geo-fabrics, whose breaking strength ranges between 10 and 240 tons per linear meter. Thanks to the use of this technology there are practically no technical restrictions in the construction of transport facilities on weak bases. Its use is environmentally friendly and ensures a reduction in the time of construction and consolidation, the volumes of work, the total cost of construction operations and reductions in the subsequent operating costs, especially in the areas which are hard to get at and which have a poorly developed infrastructure. The presence of the earth which has been frozen for many years in the base is not a hindrance, either, for such facilities, given that additional frost protective measures are put through.

In the oil and gas sector, these engineering solutions were successfully implemented on such projects as «VSTO», «Sakhalin-1», «Sakhalin-2», KTK-R “Blue Stream”, the Sadym Oil and Gas Field, the «Mega-Yamal» Project, on the South-Shapkinsky Deposit and in some other projects. Abroad similar engineering systems are being used by such companies as Gaz de France, Exxon, BP, Shell, Shevron, Total and others; in Russia and the CIS countries – by such companies as Stroytransgas, Lukoilneftegasstroy, Permtransgas, Varandeyneftegas, Sibnefteprovodstroy, Kazakhoil and others.

Using the modern geo-synthetic materials, today, one can, within a short space of time, quickly and effectively, build any earth fill, while at the same time, just like everywhere, there exists a certain philosophy of its own for solving the problem. During the design of the earth fill on a weak base, the calculation of the facility is made in terms of the first and second limit states. If the results of the calculations show that the structure is statically unstable (when calculating in terms of the first limit state – with regard to the loss of load carrying capacity), it makes sense to strengthen it using the reinforcing geo-synthetic materials without reducing the load, by replacing the weak soil of the base or by changing the geometrical and other parameters of the earth fill.

The calculation is made in terms of each of the following possible types of loss of the facility’s load carrying capacity:

a) the land fill slides on the top of the geo-synthetic reinforcement;
b) the land fill together with the geo-synthetic material

slides on the earth of the base;
c) the sliding curve (cylindrical, polygonal) cuts through the geo-synthetic material;
d) the land fill squeezes the weak earth (the projection of the earth);
e) local collapse of the slope without involving the geo-synthetic material;
f) overall loss of the earth fill stability.

The design calculation was made using the cylindrical sliding surfaces in order to ascertain what force needed to be applied to ensure the design stability. As a rule, for that purpose the Bishop, Maslow calculation methods and some others can be employed. The polygonal method is also used by means of which the calculation in terms of the first limit state is also made. As a rule, the calculation in terms of the first state is made according to the DIN German standards, BS 8006 British Standard, ASDN U.S. Standard, according to EuroCode-7 or other national standards, if there exist more stringent requirements on the design safety. These calculations are made using the analytical method and allow one to determine whether the design will be destroyed or not and to identify effective measures aimed at combating the static instability of the design (or destruction). As a calculated scenario, we assume the scenario involving the loss of the load carrying capacity of the design with the minimum value of the gross margin factor. In case the stability of the design is not ensured (the margin coefficient is less than the standard), a selection is made of the reinforcing geo-synthetic material with a view to ensuring the required gross stability factor.

If it is necessary to determine the deformation values of this facility, the calculation in terms of the second limit state (in terms of the facility's suitability for normal service) is made. Both the analytical methods underlying which are the understandable mathematical models and the finite elements methods, the finite differences methods and others can be used. Let us consider the values of deformation using the example of the finite elements method.

According to the finite elements method, it is possible to determine stresses in the structures without reinforcement and with the reinforcement by geo-synthetic material. In the structure without geo-synthetics, when modeling the operation of the facility, the deformations take on irreversible nature (Fig. 1a), while in the structure with the reinforcement of the land fill base, the settlement reaches a definite uncritical value at which, as the engineering calculations indicate, the normal operation of the facility continues (Fig. 1б).

The temporary surcharging of the earth base, during the construction phase, makes it possible not only to expedite the consolidation of the land fill but also to introduce the reinforcement into the stress and strain state. After the surcharging is released, the reinforcement remains in the pre-stressed condition. We can see how the structure behaves on the whole and what the stress bulb looks like in this particular earth structure. Thus, we may say that the amount of the land fill settlement can be determined not only layer-by-layer (according to the Terzaghi classic technique of 1943), but also using other universally adopted calculation methods. In the meantime, during the construction phase, it is necessary that the soils of the base and the earth bed should be compacted to the required levels of the compaction factor.

The geo-synthetic materials are also selected subject to the interaction with these soils, taking into consideration φmax (maximum angle of the internal friction when the soil operates for shear) and the certified isochrones of the material «strength – elongation» in order to achieve maximum effect from the interaction between the soil and the reinforcing material. This way the issues of optimizing the structure are dealt with. Very often, in order to confirm the above mentioned theoretical aspects, the structures are researched using measuring systems. Thanks to that, the engineers involved in the project, are able to monitor the working of the structure at any period of time during the construction and operation of the facility, and, if necessary, to manage and control its operation.

The first serious experience in monitoring such systems dates back to the early 1980-s in Northern Germany. Under the supervision of the Federal Institute for

на слабом основании производится расчет сооружения по первому и второму предельным состояниям. Если по результатам расчетов конструкция статически неустойчива (при расчете по первому предельному состоянию – по потере несущей способности), имеет смысл усилить ее с помощью армирующих геосинтетических материалов без уменьшения нагрузки, замены слабого грунта основания или изменения геометрических и других параметров насыпи.

Расчет производится по каждому из следующих возможных видов потери несущей способности сооружения:

а) насыпь скользит по верху геосинтетического армирования;
б) насыпь вместе с геосинтетическим материалом скользит по грунту основания;
в) кривая скольжения (круглоцилиндрическая, полигональная) перерезает геосинтетический материал;
г) насыпь выдавливает слабый грунт основания (выпор грунта);
д) локальное обрушение откоса без задействования геосинтетического материала;
е) общая потеря устойчивости насыпи.

Расчет конструкции производится по круглоцилиндрическим поверхностям скольжения для определения того, какое усилие необходимо приложить для обеспечения устойчивости конструкции. Как правило, для этого могут применяться методы расчета по Бишопу, Маслову и другие. Используется также полигональный метод, с помощью которого тоже ведется расчет по первому предельному состоянию. Как правило, расчет по первому состоянию ведется по немецким нормам DIN, британскому стандарту BS 8006, американским нормам ASDN, по EuroCode-7 или по другим национальным нормам, если существуют более строгие требования по безопасности конструкции. Данные расчеты ведутся аналитическим способом и позволяют определить, разрушится конструкция или нет, и найти эффективные меры по борьбе со статической неустойчивостью конструкции (или разрушением). В качестве расчетного принимается вариант потери несущей способности конструкции с наименьшим значением общего коэффициента запаса. В случае, если устойчивость конструкции не обеспечена (коэффициент запаса меньше нормативного), производят подбор армирующего геосинтетического материала с целью обеспечения требуемого общего коэффициента устойчивости.

Если необходимо определить величины деформаций данного сооружения, производится расчет по второму предельному состоянию (по пригодности сооружения к нормальной эксплуатации). Могут применяться как аналитические методы, в основе которых лежат понятные математические модели, так и методы конечных элементов, конечных разностей и другие. Рассмотрим величины деформации на примере метода конечных элементов.

В соответствии с методом конечных элементов можно определить напряжения в конструкциях без армирования и с армированием геосинтетическим материалом. В конструкции без геосинтетики при моделировании работы сооружения деформации приобретают необратимый характер (рис. 1а), в то время как в конструкции с армированием основания насыпи осадки достигают определенной некритической величины, при которой в соответствии с инженерными расчётами продолжается нормальная эксплуатация сооружения (рис. 1б).

Временная пригрузка грунтового основания сооружения на этапе строительства дает возможность не только ускорить консолидацию насыпи, но и ввести арматуру в напряженно-деформированное состояние. После снятия пригрузки геосинтетическая арматура остается в предварительно напряженном состоянии. Мы видим, как ведет себя конструкция в целом и как выглядит луковица напряжений в данном земляном сооружении. Таким образом можно сказать, что величину осадки насыпи можно определить не только послойно (по классической методике Терцаги 1943 года), но и другими принятыми методиками расчета. При этом на стадии строительства необходимо обеспечить уплотнение грунтов основания и земляного полотна до требуемых значений коэффициента уплотнения.

Геосинтетические материалы подбираются также с учетом взаимодействия с данными грунтами, учитывая φmax (максимальный угол внутреннего трения при работе грунта на сдвиг) и сертифицированные изохроны материала «прочность – относительное удлинение», для того чтобы добиться максимального эффекта от взаимодействия грунта с армирующим материалом. Таким образом, решаются задачи оптимизации конструкции. Зачастую для подтверждения всех вышеперечисленных теоретических аспектов проводят исследования конструкций с помощью измерительных систем. Благодаря этому, задействованные в проекте специалисты имеют возможность отслеживать работу конструкции в любой период времени строительства и эксплуатации сооружения и при необходимости управлять и контролировать его работу.

Первый серьёзный опыт мониторинга таких систем датируется началом 80-х годов прошлого столетия в Северной Германии. Под руководством Федерального института дорожно-транспортного строительства Германии (BASt) была произведена ►

установка сложных измерительных систем для контроля работы конструкции. По данным системы мониторинга видно, как происходит осадка насыпи во времени (рис. 2) и как растет напряжение в геосинтетическом материале. Мы видим также, что после снятия пригрузки прирост напряжения в геосинтетическом материале полностью прекратился и осадка сооружения стабилизировалась.

Спустя 100 000 часов (что соответствует 14 годам наблюдений) было произведено вскрытие конструкции для определения потери несущей способности этого материала за время работы данного сооружения. После его извлечения из конструкции и лабораторных испытаний общее снижение прочностных характеристик по отношению к первоначальным значениям уменьшилось на минимальные величины (около 1-2 %). Это свидетельствует о правильном подборе материала с учётом понижающих коэффициентов механических повреждений, ползучести и воздействия окружающей среды. Мониторинг показал высокую сходимость полученных результатов с результатами инженерных расчётов конструкции на этапе проектирования. Различия связаны с неоднородностью физико-механических свойств основания (что объясняется гетерогенностью свойств грунтов) в пределах одного поперечного сечения, что трудно полностью учесть на этапе проектирования.

Таким образом можно сделать вывод, что основные параметры сооружения и его элементов были грамотно подобраны и запроектированы, а также все строительные работы произведены высококачественно с применением проверенных и надёжных материалов, что позволяет гарантировать эффективную эксплуатацию сооружения в течение всего проектного срока службы – 1 000 000 часов (более 100 лет). ■

Подобные сооружения позволяют экономить денежные средства, время, а также сократить сроки строительства. Их эффективность доказана временем.

МОНИТОРИНГ ПОКАЗАЛ ВЫСОКУЮ СХОДИМОСТЬ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ **С РЕЗУЛЬТАТАМИ ИНЖЕНЕРНЫХ РАСЧЁТОВ КОНСТРУКЦИИ НА ЭТАПЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.**

Road and Transport Construction in Germany (BASt) complex measuring systems to control the operation of a structure were installed. The data of the monitoring system show how the settlement of the land fill happens over time (Fig. 2) and how the stress goes up in the geo-synthetic material. We can also see that after the surcharging is lifted, the stress increment in the geo-synthetic material ceased completely, and the settlement of the facility stabilized.

After the passage of 100 000 hours (which corresponds to 14 years of observation), the structure was opened up to determine the loss of this material's bearing capacity during the operation of the facility. After it was extracted from the structure and after the laboratory tests, the total reduction in strength characteristics compared to the initial values was by minimal amounts (approximately 1-2 %). This goes to show that the material had been chosen correctly subject to the reducing factors of mechanical damage, creep and environmental effects. The monitoring evidenced the high level of correspondence of the results obtained to those of the engineering calculations made for the structure at the project engineering stage. The differences can be put down to lack of homogeneity of the physical and mechanical properties of the base (which is due to the heterogeneity of the soils properties) within the range of one cross section, which is difficult to take into account at the project engineering stage.

Thus, it may be concluded that the basic parameters of the facility and its elements had been professionally selected and designed as well as that all the construction operations had been carried out with high quality using the proven and reliable materials which made it possible to guarantee the effective operation of the facility during the entire project service life – 1 000 000 hours (more than 100 years).

Such facilities enable cash and time resources to be saved as well as construction time to be cut back. Their efficiency has been proved by time.

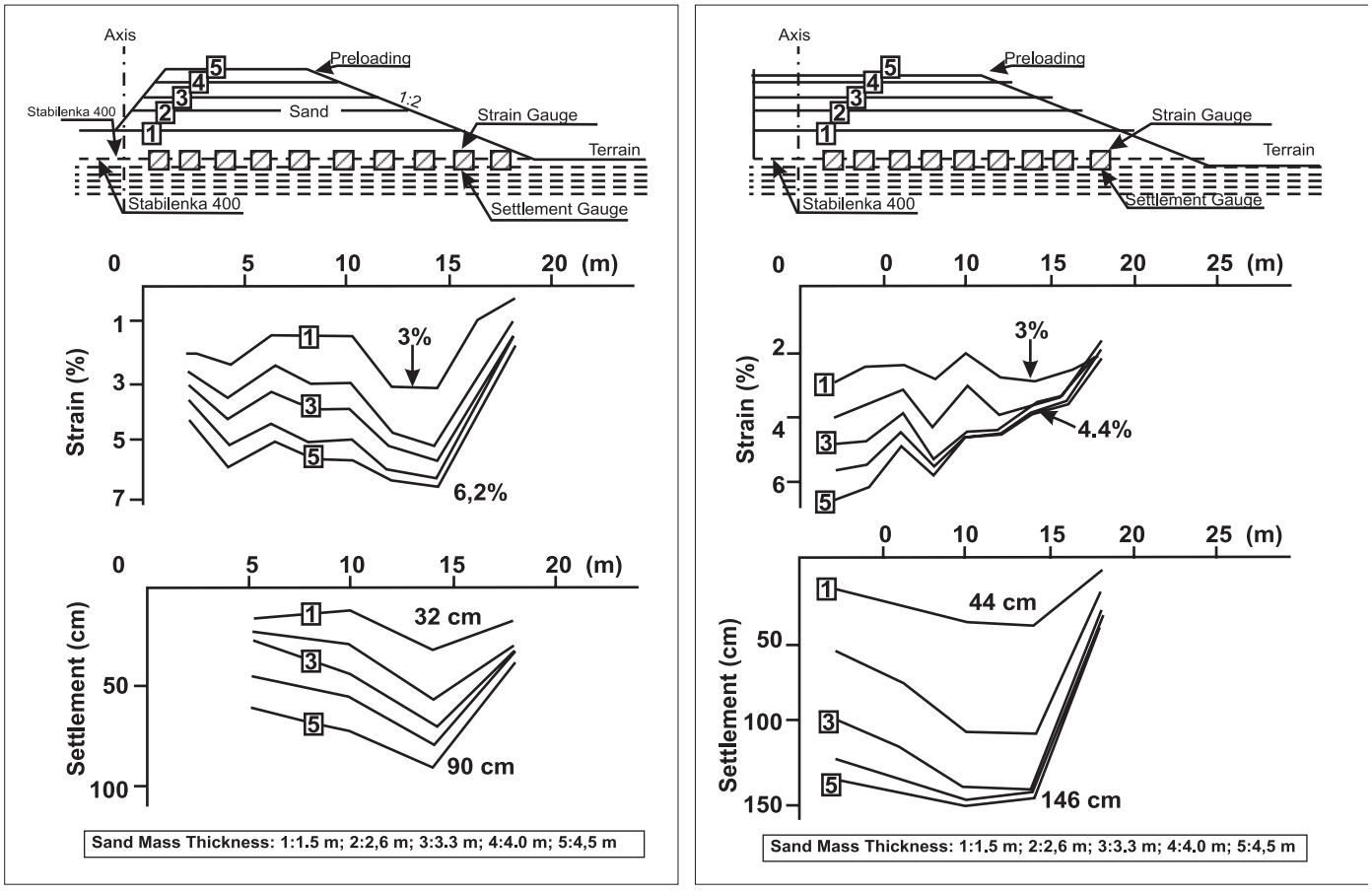


Рис. 2.. Мониторинг насыпи на слабом основании, армированном плоской георешеткой Fortrac на железнодорожной ветке Магдебург – Берлин (Германия)

По данным А.А.Боксермана и др, /1/ 65% оставшихся на начало XX1 века запасов нефти и газа относятся к категории трудноизвлекаемых. 28% из них находятся в низкопроницаемых коллекторах. При этом 20% общих запасов нефти находится в карбонатных коллекторах. Отсюда понятен интерес нефтяников к повышению эффективности разработки этих категорий запасов. Известно, что извлечение нефти из карбонатных коллекторов традиционными технологиями как правило малоэффективно. Это связано с коллекторскими свойствами пласта (трещиноватость, низкая пористость, неоднородность), его повышенной реакционной способностью и свойствами самой нефти. Нефтеотдача таких коллекторов во многом определяется не только фильтрационно-емкостными свойствами, но и минералогическим составом породы. Многофакторность условий, влияющих на поведение нефти в сложнопостроенных коллекторах карбонатного типа, требует разностороннего подхода к изучению процессов нефтеизвлечения и их учета при создании новых технологий нефтедобычи.

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Б.Я.МАРГУЛИС канд.хим.наук, ст.н.сотр., зав.отд. ОАО «НИИнефтепромхим» г. Казань
В.А.АЛЬФОНСОВ доктор хим. наук, проф., ИОФХ им.А.Е.Арбузова Каз.НЦ РАН

NEW APPROACHES TO DEVELOPING OIL POOLS IN CARBONATE RESERVOIRS.

B.Ya. Margulis – Candidate, Chemistry, senior research fellow, head of department OAO “NIInefteprom-chim”

V.A. Alfonsov – Doctor, Chemistry, Prof., Institute of Organic and Physical Chemistry named after A.E. Arbuzov, Kazan Research Center, Russian Academy of Sciences

According to A.A.Boxerman and others, /1/, 65% of the oil and gas reserves remaining unextracted, as of the beginning of the 21-st century, are referred to the classification of “difficult to produce” reserves. 28% of them are in the low permeability reservoirs. Besides, 20% of the total oil reserves are stored in the carbonate reservoirs. Hence the oil men’s interest in improving the efficiency of developing these types of reserves. Oil extraction from carbonate reservoirs using conventional technologies is known to be, as a rule, inefficient. This has something to do with the reservoir properties of the formation (cracks, low porosity, heterogeneity), its increased reaction capability and the properties of oil itself. The oil yield of such reservoirs, in many respects, is determined not only by the filtration and capacity properties but by the mineralogical composition of material. The multiple factors which influence the conditions impacting the behavior of oil in the carbonate type reservoirs, characterized by complex structure, require a versatile approach to the study of the processes of oil extraction and taking them into consideration, when creating new oil production technologies.

A group of chemists of the Institute of Organic and Physical Chemistry named after A.E. Arbuzov, Kazan Research Center of the Russian Academy of Sciences under the leadership of O.G. Sinyashin, Academician of the Russian Academy of Sciences (V.A. Alfonsov, L.N. Punegova, G.V.Romanov, etc.) together with oil men and geologists under the leadership of R.Kh. Muslimov, Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan (B.Ya. Margulis, V.P. Morozov, I.N. Plotnikova, etc.) developed and researched, in all aspects, under laboratory conditions, a new acid complexing agent AFK to apply to the well bottom-hole area in carbonate and clay reservoirs.

Preliminary research of the agent was conducted on the linear models of the formation with a view to determining the influence exercised by the agent on the filtration and capacity properties of the reservoir. In Fig. 1, the results of the change in the permeability of the model are given after it has been acted upon by the AFK agent and the mineralized water, while in fig. 2, the same situation but involving fresh water is shown. It follows from the results set out, that the use of the AFK agent increases the permeability of the models several times when filtrating both mineralized and fresh waters. In real conditions,

Группой химиков Института органической и физической химии им.А.Е.Арбузова КазНЦ РАН под руководством академика РАН О.Г.Синяшина (В.А.Альфонсов, Л.Н.Пунегова, Г.В.Романов и др.) совместно с нефтяниками и геологами под руководством академика АН РТ Р.Х.Муслимова (Б.Я.Маргулис, В.П.Морозов, И.Н.Плотникова и др.) был разработан и всесторонне исследован в лабораторных условиях новый кислотный комплексообразующий реагент АФК для обработки призабойной зоны скважин в карбонатных и глинистых коллекторах.

Предварительные исследования реагента проводились на линейных моделях пласта с целью определения влияния реагента на фильтрационно-емкостные свойства коллектора. На рис.1 приведены результаты изменения проницаемости модели после воздействия на нее реагентом АФК и минерализованной водой, а на рис.2 то же, но с пресной водой. Из приведенных результатов следует, что применение реагента АФК многократно увеличивает проницаемость моделей при фильтрации как минерализованных, так и пресных вод. В реальных условиях это означает увеличение радиуса активного дренирования пласта в результате частичного растворения скелета породы и блокирования вредного влияния глинистой составляющей.

Реагент испытывали на образцах естественного керна кизеловских и черепетских отложений. При этом установлено, что, в отличие от соляной кислоты, реагент АФК равномерно воздействует на коллектор, проникая как в высоко-, так и низкопроницаемые зоны (кизеловские отложения), сохраняя исходную структуру коллектора. Рентгенографическим анализом не установлено появления в образцах керна каких-либо новообразований. При этом частично увеличивается пористость, значительно возрастает проницаемость. Также установлено растворение зернистого кальцита, который цементирует ►

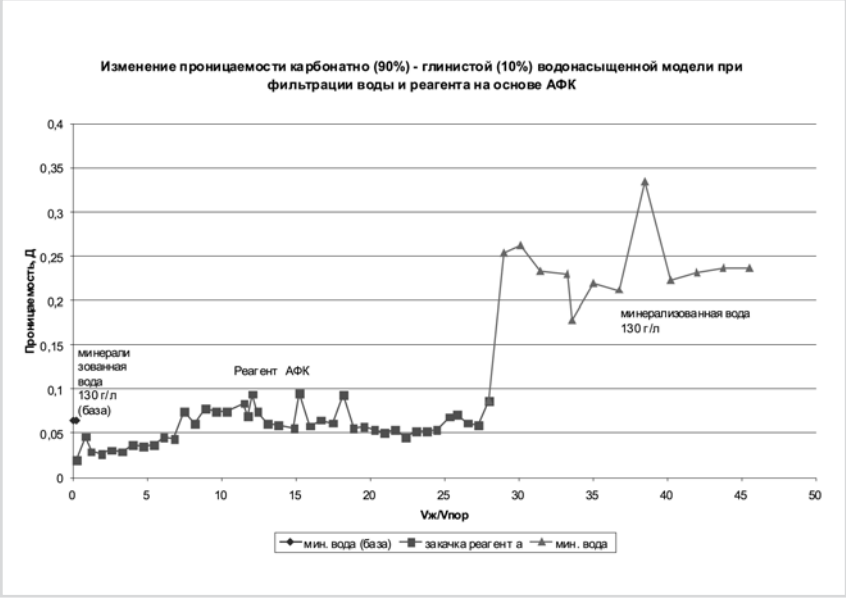


Рис. 1

органические остатки, причем максимальное растворение кальцита происходит не в кавернах, а в соединяющих их каналах. На кернах черепетских отложений после воздействия реагента АФК установлено образование трещинок растворения, которые возникли на границе слойков биокластово-фитогенных и биокластово-зоогенных известняков. Трещинки имеют неправильную форму, являются извилистыми и прерывистыми в шлифе. Появление трещинок растворения объясняет чрезвычайно высокую проницаемость образцов (на 2-3 порядка) после их обработки АФК. Важно подчеркнуть, что до обработки образцов керна они относились к поровому типу коллекторов, не имеющему практической значимости (практически нулевая проницаемость). После обработки они стали поровотрещинного типа с высокой проницаемостью. Промышленная ценность при этом требует экспериментального подтверждения в полевых условиях.

Помимо кислотных свойств реагент АФК обладает мощным комплексообразующим эффектом, способным в субстехиометрическом соотношении препятствовать росту кристаллов осадкообразующих солей. Он обладает кристаллоразрушающим эффектом, видоизменяя форму центра кристаллизации. Благодаря этому происходит предотвращение выпадения кольматирующих гелеобразных осадков и солей, разрушается молекулярная структура глин и происходит вынос продуктов реакции, что подтверждено исследованиями с применением метода ИК-спектроскопии.

Реагент АФК легко растворим в пресных и минерализованных водах для приготовления рабочих концентраций. Реагент может успешно заменять соляную кислоту практически во всех технологических операциях по кислотным обработкам призабойной зоны скважин, совместим с плавиковой кислотой (при обработке терригенных коллекторов), а также способен декольматизировать и раскальтизировать призабойную зону, удалять металлы, вызывающие осадкообразование, разрушать и вымывать глинистую составляющую. При воздействии добывающих скважин на призабойную зону увеличивается коэффициент ее продуктивности, особенно в комплексе с ПАВ и растворителями. Воздействие же через нагнетательные скважины приводит к изменению профиля приемистости (особенно в комплексе с полимерами) и увеличению проницаемости пористой матрицы, предотвращает загрязнение призабойной зоны закачиваемой водой.

Стоимость 1 т готового к употреблению раствора нужной концентрации соизмерима со стоимостью 1т соляной кислоты. Неоспоримым преимуществом является значительное сокращение транспортных и складских расходов – 1 т концентрата позволяет приготавливать 30-50 т раствора, эквивалентного по кислотному воздействию 30-50 т HC_1 (но универсального действия и с большими возможностями). Таким образом, 1 т реагента заменяет 1 ж/д цистерну соляной кислоты.

В настоящее время готовится к выпуску опытная партия реагента АФК и планируется проведение опытно-промысловых испытаний на 3 скважинах. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

А.А.Боксерман, В.И.Грайфер, И.С.Джафаров и др. Проблемы технологического повышения извлекаемых запасов нефти России / Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии нанохимии к нанотехнологиям. Материалы конференции, М: 18-19 ноября 2008 г., с.20-25.

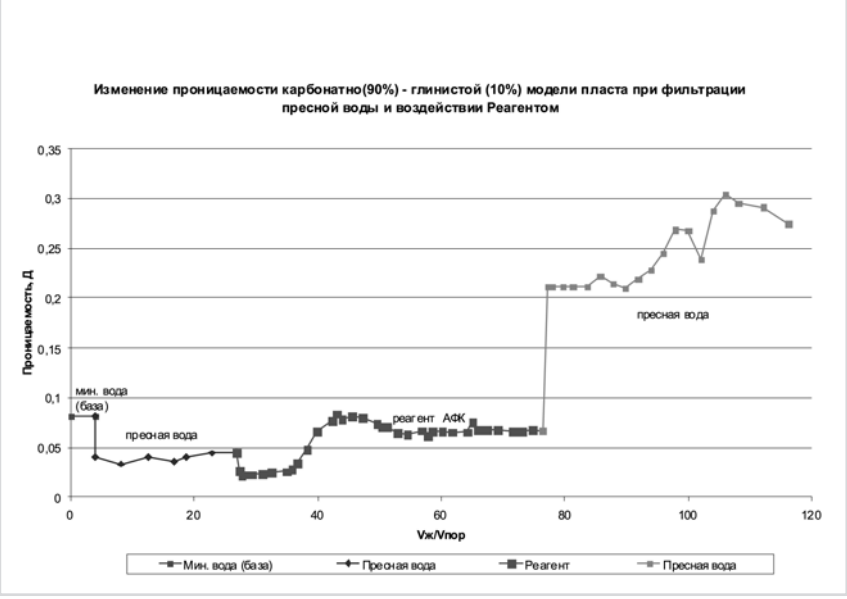


Рис. 2

this means an increase in the radius of the formation active drainage, resulting from partial solution of the matrix solid material and the blockage of the harmful effect of the clay component.

The agent was tested on the natural core samples of the Kizel and Cherepetsk deposits. Among other things, it was ascertained that, unlike the hydrochloric acid, the AFK agent has a uniform effect on the reservoir, penetrating both into the high permeability and low permeability zones (Kizel deposits) while retaining the original structure of the reservoir. The X-ray analysis did not identify any new formations in the core samples. Besides, the porosity partially increases, the permeability significantly rises. It has also been determined that granular calcite, which cements organic residues, and maximum solution of calcite does not take place in the caverns, it takes place in the channels that connect them. On the core samples of the Cherepetsk deposits, after applying the AFK agent, the formation of solution cracks was identified which had emerged on the boundaries of the straticules of bioclast-phytogenous limestone and bioclast-zoogenous limestone. The cracks are of irregular shape, are winding and interrupted in the polished section. The appearance of the solution cracks accounts for extremely high permeability of the samples (by 2-3 orders of magnitude) after their treatment with AFK. It is important to stress that before the treatment of the core samples they were referred to the porous type of reservoirs which have no practical significance (practically, zero permeability). After treatment, they became of porous-crack type with high permeability. The industrial value, in the meantime, requires experimental confirmation in field conditions.

Apart from acid properties, the AFK agent possesses a powerful complexing effect, capable, in substoichiometric respect, of impeding the growth of the sediment forming salt crystals. It has a crystal destroying effect, changing the form of the crystallization center. Thanks to that, the precipitation of the colmatage gel-like sediments and salts is prevented, the molecular structure of clays is destroyed and there occurs a loss of the reaction products which is confirmed by the research using the IR spectroscopy.

The AFK agent is easily soluble in fresh and mineralized waters for preparation of working concentrations. The agent can successfully replace the hydrochloric acid practically in all the technological operations for the acid treatment of the well bottom-hole area; it is compatible with hydrofluoric acid (when treating terrigenous reservoirs) as well as it is capable of de-colmataging and decalcinating the bottom-hole area by removing the metals which cause sediments to form, capable of destroying and washing away the clay component. When impacting the bottom-hole area of the production wells, its productivity factor increases, especially, when combined with surface active agents and solvents. The impact through the injection wells leads to the change in the input profile (especially in combination with the polymers) and to an increase in the permeability of the porous matrix as well as prevents the contamination of the bottom-hole area with the water pumped in.

The cost of 1 ton of solution with proper concentration ready for use is commensurate with the cost of 1 ton of hydrochloric acid. An undisputable advantage is the significant reduction in transport and storage expenses as 1 ton of the concentrate allows you to prepare 30-35 tons of the solution equivalent in acid impact to 30-50 tons HCl (which, in addition, has a unique effect and a great potential). Therefore, 1 ton of the agent replaces 1 railroad tanker of hydrochloric acid.

At the present time, an experimental batch of the AFK agent is being prepared for production and plans are being made to carry out experimental and production test on 3 wells.

Literature

The Issues of the Technological Improvement of Russia's Extractable Oil Reserves/ A.A.Boxerman, V.I.Greifer, I.S. Dzhafarov, and al.// Nano-phenomena in the Development of the Hydrocarbon Deposits: from Nano-mineralogy, Nano-chemistry to Nano-technology. Conference Proceedings, M., November 18-19, 2008, pages 20-25.

ЗАСЛОН ООО

ООО «Заслон» является официальным дилером заводов:
ОАО «ГАЗАППАРАТ», ФГУП «НПП «Алмаз» НПЦ «Газатрон-С»,
ООО Завод «РОСПРОМГАЗ», ООО «Газэнергопром»

Крепкое партнерство цены и качества!
Сапасымен багасынын мыкты байланысы!
Strong partnership of price and quality!

ООО «Заслон»

- **Комплексная поставка промышленного и бытового газового оборудования**
- **Регуляторы давления газа**
- **Фильтры газовые**
- **Счетчики газа промышленные и бытовые**
- **Пункты газорегуляторные шкафные**
- **Газогорелочные устройства**
- **Сигнализаторы загазованности**
- **Краны газовые**

т./ф.: (8452)
28-78-97 23-50-78
23-62-01 23-52-31

410030, г. Саратов, ул. Соколовая, д.108, кв. 2
zaslon@renet.ru zaslon@san.ru www.ooozaslon.ru

В течение последних 5 лет «Предприятие МСБ» совместно с «ПКФ «Точка опоры» активно внедряет в РФ клеевые технологии и методы ремонта оборудования, применяя импортные технологии.
На начальном этапе перед нами была поставлена задача по быстрому, дешёвому и надёжному ремонту роторов и рабочих пар винтовых забойных двигателей всех типоразмеров (от 85 до 240).

ВОССТАНОВЛЕНИЕ РОТОРОВ
ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

В настоящее время в проведении буровых работ используются получившие широкое распространение винтовые забойные двигатели (ВЗД) различных модификаций.

К сожалению, работа двигателя данного вида крайне ограничена и, как правило, не превышает 150 часов. Исходя из этого, остро встает вопрос о капитальном ремонте ВЗД всех видов.

Основной, наиболее часто встречающейся причиной выхода из строя ВЗД, является износ статора и ротора рабочей пары ВЗД. Пути ремонта статора известны и широко практикуются всеми предприятиями, занимающимися ремонтом. Наиболее остро стоит вопрос о быстром недорогом ремонте роторов рабочей пары ВЗД всех видов.

Анализ дефектов показал, что выход из строя ротора происходит по причине язвенной коррозии поверхностного хромированного слоя по принципу мейзинг-коррозии (CO_2). По результатам осмотра большого количества роторов было установлено, что из строя выходит примерно 20-25% хромированной поверхности. Нарушенная поверхность ведет к быстрому износу резины статора и, как следствие, к прекращению работы рабочей пары ВЗД, так как она перестает воспринимать давление и останавливается.

За последние годы был предпринят ряд попыток ремонта роторов. Как правило, это были технологии с применением термического (газопламенное напыление) и механического(обработка холодной резкой) воздействия на ротор. Все эти технологии были достаточно дороги и трудоёмки, что по стоимости соизмеримо с изготовлением нового ротора. Возможность реального восстановления появилась только с появлением новых зарубежных технологий.

Учитывая затраты при напылении и при условии экономии металла (используются вышедший из строя ротор), при механической обработке удешевление восстановленного ротора от нового составляет, по нашим расчетам, примерно 40-50%.

- **Мы разработали уникальный метод восстановления роторов винтовых забойных двигателей по более прогрессивной и недорогой технологии, которая позволяет:**

1. Избежать повторной термической и механической обработки роторов.
2. Упростить технологический процесс.
3. Уменьшить время ремонта рабочей пары.
4. Снизить стоимость восстановленного ротора.
5. Избежать повторного возникновения мейзинг-коррозии на восстановленных участках.
6. Использовать многократно (до пяти раз) вышедшие из строя роторы.
7. Используя тесные связи по поставке адгезизов заводу-изготовителю статоров ВЗД, нам удалось наладить систему заливки статоров «под заказ», что позволяет поставлять рабочую пару с заданным натягом, в зависимости от требования контрагенов.
8. По мере развития наших предприятий и установкой оборудования турбинного цеха, мы смогли организовать ремонт и поставку в аренду ВЗД (Д1-105, Д3-172, Д2-195, Д2М-195, Д1-240). В настоящее время на скважинах работают 67 двигателей, что позволяет нам ►

During the last 5 years, OOO «MSB Enterprise» together with OOO «Production Commercial Firm «Tochka Opory» have been active in implementing in the Russian Federation the adhesive technologies and the methods of equipment repairs using imported technologies.

At the present time, the drilling work is being done by screw downhole motors of various configurations which have gained broad acceptance.

Unfortunately, the operation of the motor of this type is extremely limited and, as a rule, does not exceed 150 hours. Based on this, the issue of overhauling the screw downhole motors of all types arises.

The principal and the most common cause of failures of the screw downhole motors is the wear of the stator and rotor of the working pair in the screw downhole motor. The ways of repairing the stator are known and are widely practiced by all the enterprises concerned with repairs. The most acute is the issue of repairing quickly and inexpensively the rotors of the working pair of the screw downhole motor of all types.

Taking into consideration the spraying costs and provided metal is saved (the failed rotor is used), with machining, the re-conditioned rotor is approximately 40-50% cheaper than the new one, according to our calculations.

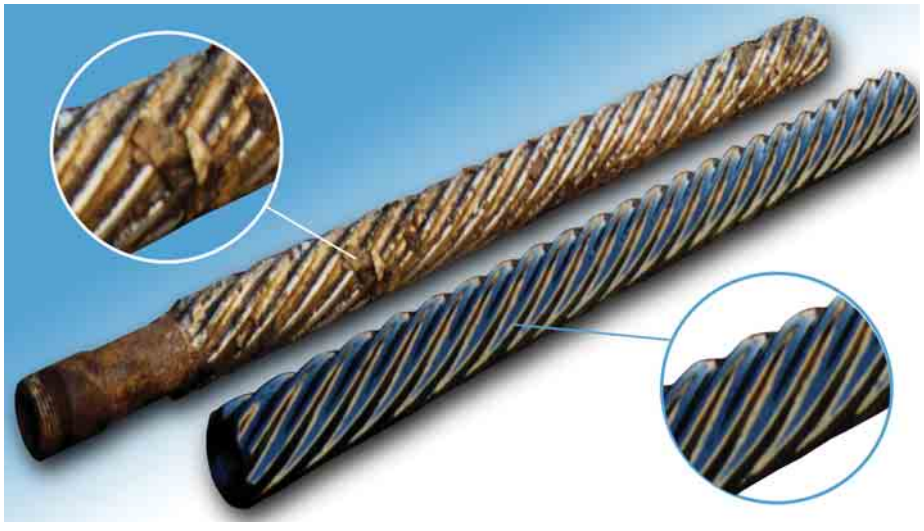
• We have developed a unique method of rebuilding the rotors of the screw downhole motors using more advanced and inexpensive technology which makes it possible to:

1. avoid repeated heat treatment and machining of the rotors.
2. simplify the production process.
3. reduce the repair time of the working pair.
4. reduce the cost of the re-conditioned rotor.
5. prevent mazing corrosion from developing again in the rebuilt areas.
6. re-use multiple times (up to five times) the failed rotors.
7. using close relations with the manufacturing plant producing stators for the screw downhole motors in the area of adhesives supplies, we have been successful in organizing a system of pouring stators «to order» which allows the working pair to be supplied with pre-determined pre-load depending on the partners' specifications.
8. with the development of our enterprise and by installing the equipment for the turbine shop, we have been able to organize repairs and supplies of the screw downhole motors (Д1-105, Д3-172, Д2-195, Д2М-195, Д1-240) on lease basis . At the present time, on the wells there are 67 motors in operation which enables us to monitor the performance of the pairs as part of various types and sizes of the screw downhole motors.

Non-failure working time of Д1-240 working pair at

1. Д-240 до восстановления

2. Д-240 после восстановления



the «Burgas» Company, Orenburg based branch of OAO «Gasprom», was clocked. The non-failure working was 470 hours.

• These technologies are based on the use of adhesives and composites

As of today, tests of more than 500 working pairs of various types have been carried out. Statistics have shown that the rotors rebuilt using our technology do not operate less and very often they operate longer than the brand new working pairs or those which were rebuilt using other technologies.

The results of a three year long monitoring is as follows:

1. Average non-failure working time per Д2-195 motor was 150-200 часов (depending on the specific conditions of the wells);
2. The cost of the overhauled pair is no more than 50% of the cost of the new one;
3. The working pair can be re-built 2-4 times (pending complete damage to the geometry and loss of chromium plating of more than 40%). Analysis of the non-failure working time has shown that using the failed pair 2-4 times, at 50% of the cost of the new one , with the guarantee exceeding the operating hours is extremely cost-efficient.

Based on the statistics, we consider it to be a very promising activity to develop the technology further and view the organization of massive scale overhaul of working pairs using adhesive technologies method as leading to a significant reduction of drilling costs.

Working over the problems of equipment repairs, our company has undertaken the development of the repair methods and repairs of the ground units which service the drilling unit. Thus, for example, we have repaired, in small volumes, the following components and units:

1. 6Ш8 Pump:
- Repairs of the wheel working pair (cavitation wear, physical wear, mechanical damage);
- Repairs or fabrication of shafts;
- Installing a new type of seal replacing the gland seal (developed by «MSB»)
- Replacing bearings, seals;
- Repairs of the volute, bearing casing and other casing parts.

2. ВШН -150 Pump:
- Repairs and replacement of the shaft;
- Replacement of bearings;
- Repairs of casing parts;
- Repairs of the effector;
- Replacing the seals.

3. Transformer Turbine ТТ 560К:
- Replacing effectors;
- Replacing bearings;
- Pump repairs;
- Replacing hardware elements;
- Replacing seals.

4. Centrifugal Unit ОГШ – 50 (501):
- Major repairs including the balancing, repairs of the planetary reducer, re-alignment of the main bearings, replacing the bearings, seals etc.

5. Major repairs of the tongs КТГ 89 with the replacement of shift gears, replacement of the hoses, bushings, rolls, hydraulic motor, regulator, etc.

6. Standard major repairs of the tongs АКБ – 3М:
- Replacement of all the worn-out components and parts;
- Replacement with new pneumatic motor;
- Replacement and repairs of the pneumatic equipment of the tongs.

7. Repairs of the main shaft НБТ -235:
- Rebuilding the worn-out seats of the main bearings;
- Fabricating the gear wheel to pair off with the rebuilt shaft crown gear.

8. Repairing the wear of the seats for hydraulic boxes НБТ-235, УНБ – 600.

9. Securing the main bearings of the Pump УНБ – 600.

10. Repairing the oil pan cracks УНБ – 600. All the types of repairs on the drilling units have proved their feasibility which is confirmed by the appropriate reports issued by various companies.

Using in actual practice new, refined technologies available globally we have satisfied ourselves that they are broadly applicable and can deal with most of the issues relating to the rebuilding and repairs of all the types of equipment.

Having highly professional working personnel, vast experience in working over the rebuilding of the equipment with guaranteed non-failure operating time not inferior to that of the plant produced units and the actual cost of major repairs of no more than 40% of the cost of the brand new equipment, our enterprises are willing to offer you our cooperation as a reliable and responsible partner. Aware that in certain cases, delivery of heavy, large size equipment is extremely difficult, we are prepared to send to your facilities our teams of high qualified repair personnel to perform repairs on site.

отслеживать наработку пар в составе различных типоразмеров ВЗД.

Были проведены отработки восстановленной рабочей пары Д1-240 в компании «Бургаз» (Оренбуржский филиал ОАО «Газпром»). Наработка составила 470 часов.

• Данные технологии основаны на применении клеев и композитов.

На сегодняшний момент проведены испытания более 500 рабочих пар различных видов. Статистика показала, что восстановленные по нашей технологии роторы работают не меньше, а зачастую даже больше, чем новые и восстановленные по другим технологиями рабочие пары.

По результатам трёхлетнего мониторинга получены следующие результаты:

1. Средняя наработка на двигатель Д2-195 составила 150-200 часов (в зависимости от конкретных условий скважин).
2. Стоимость отремонтированной пары не более 50% от стоимости новой.
3. Рабочая пара может быть восстановлена 2-4 раза (до полного нарушения геометрии и потери хромового слоя более 40%). Анализ наработки показал, что использовать отработавшую пару 2-4 раза – за 50% от стоимости новой , с гарантией, превышающей количество отработанных часов, – крайне экономически выгодно.

Исходя из статистики, мы считаем очень перспективным дальнейшую технологию и видим организацию массового ремонта рабочих пар методом клеевых технологий, что приведет к значительному удешевлению бурения.

Работая над проблемами ремонта оборудования, наше предприятие взялось за разработку методов ремонта и ремонт наземных агрегатов, обслуживающих буровую установку. В частности нами в мелких сериях отремонтированы следующие узлы и агрегаты:

1. Насос 6Ш8:
- Ремонт рабочей пары колеса (квитационные промои, физический износ, механические повреждения).
- Ремонт или изготовление валов. Установка нового типа уплотнения взамен сальникового (разработка «МСБ»).
- Замена подшипников, уплотнений.
- Ремонт улитки, корпуса подшипников и других корпусных деталей.

2. Насос ВШН -150:
- Ремонт или замена вала.
- Замена подшипников.
- Ремонт корпусных деталей.
- Ремонт рабочего органа.
- Замена уплотнений.

3. Турботрансформатор ТТ 560К:
- Замена рабочих органов.
- Замена подшипников.
- Ремонт насоса.
- Замена элементов крепежа.
- Замена уплотнений.

4. Центрифуга ОГШ – 50 (501):
- Капитальный ремонт, включающий балансировку, ремонт планетарного редуктора, восстановление центровки коренных подшипников, замена подшипников, уплотнений и т.д.

5. Капитальный ремонт ключей КТГ 89 с заменой шестерён переключения скоростей, замену шлангов, втулок, роликов, гидромотора, регулятора и т. д.

6. Стандартный капитальный ремонт ключей АКБ – 3М:
- Замена всех изношенных узлов и деталей.
- Замена на новый пневмодвигатель.
- Замена и ремонт пневматического оборудования ключа.

7. Ремонт коренного вала НБТ -235:
- Восстановление изношенных мест посадки коренных подшипников.
- Изготовление зубчатого колеса в пару с восстановленным венцом вала.

8. Ремонт промыва посадочных мест седел гидрокоробок НБТ-235, УНБ-600.

9. Фиксация коренных подшипников насоса УНБ-600.

10. Заделка трещин поддона УНБ-600. Все виды ремонта на буровых установках показали свою целесообразность, что подтверждено соответствующими актами различных предприятий.

Наши компании предоставляют услуги по восстановлению рабочих органов ВЗД всего перечня выпускаемого оборудования в России, а также готовы предложить услуги по восстановлению ВЗД импортного производства.

Применяя на практике новые, отработанные в мире технологии , мы убедились в том, что они широко применимы и могут закрыть значительную часть вопросов, связанных с восстановлением и ремонтом всех видов оборудования.

Имея высокопрофессиональные рабочие кадры, богатый опыт работ по восстановлению оборудования с гарантией отработки не менее заводской и реальной ценой капитального ремонта не более 40% от стоимости нового, наши предприятия готовы предложить Вам своё сотрудничество в качестве надежного и ответственного партнёра. Понимая, что в ряде случаев доставка тяжёлого крупногабаритного оборудования крайне затруднена, мы готовы направить к Вам бригады высокопрофессиональных ремонтников для проведения ремонта на месте нахождения оборудования.

Мы всегда открыты для сотрудничества и рассматриваем разные варианты совместных работ. ■

Надеемся установить долгосрочное и взаимовыгодное сотрудничество.

ТОЧКА ОПОРЫ
ПРОИЗВОДСТВЕННО-КОММЕРЧЕСКАЯ ФИРМА

614068, Пермский край, г. Пермь, ул. Данщина, 5, оф. 322
т./ф.: (342) 218-21-23
218-32-95, 210-31-69
tochka_opory@mail.ru

Одной из важнейших задач, стоящих перед предприятиями нефтегазового комплекса, является сохранение основных фондов в работоспособном состоянии.
Для решения этой задачи требуется проведение ряда мероприятий, позволяющих эксплуатировать оборудование без аварий и поломок.

АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

ЮРИЙ РАЧКОВСКИЙ | Представитель по продажам и техническому обслуживанию ЗАО «Хемпель» | г. Москва

Коррозия – это необратимый процесс разрушения металлоконструкций, из которых изготовлена основная масса оборудования, применяемого для добычи, транспортировки и переработки нефти.

Длительное время к вопросам коррозии на наших предприятиях относились без должного внимания, но в конце девяностых годов благодаря усилиям руководителей ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» были созданы регламентирующие документы, ставшие основой для создания системы по антикоррозионной защите резервуарного парка и трубопроводов. В дальнейшем специалисты компании «HEMPEL» участвовали в разработке руководящих документов для ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», «ТНК-ВР», «Лукойл».

Датская компания «HEMPEL», являющаяся производителем лакокрасочных материалов (ЛКМ), одной из первых включилась в процесс испытаний и сертификации своей продукции для использования в России.

Материалы компании «HEMPEL» имеют сертификаты соответствия системы сертификации ГОСТ Р Госстандарта Российской Федерации и санитарно-эпидемиологические заключения Госсанэпидслужбы России. Защитные системы компании «HEMPEL», предлагаемые для российских партнёров, прошли комплексное тестирование и успешно аттестованы в ряде специализированных центров, среди которых можно назвать такие авторитетные организации, как ВНИИСТ, ВНИИГАЗ, 25 предприятий ГосНИИ Минобороны России, ТатНИПИнефть, ПермНИПИнефть, Гипротюменнефтегаз и другие.

Принимая в расчет огромные размеры российского государства, компания «HEMPEL» осуществляет поставки своей продукции с каждого из 20-ти заводов, расположенных по всему миру, максимально приближая её к потребителю независимо от его географического положения. Все эти заводы имеют единые показатели качества выпускаемой продукции, что подтверждается наличием Международного стандарта качества ISO 9001.

ЗАЩИТА НАРУЖНОЙ ПОВЕРХНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ

Для защиты наружной поверхности резервуаров предлагается использовать лакокрасочные материалы, обладающие повышенными антикоррозионными свойствами, стойкие к значительным перепадам температур и воздействию широкого спектра химических веществ. Финишный, покрывной слой должен быть светлых тонов, в основном это белый, в силу его лучшей теплоотражающей способности. Для сохранения декоративных свойств покрытия при длительном воздействии ультрафиолетового излучения (УФ) очень важен показатель цветостойкости покрытия, который определяется пигментами и основным связующим компонентом краски. Также верхний слой лакокрасочного покрытия (ЛКП) должен быть стойким к абразивному воздействию и достаточно гладким, чтобы уменьшить загрязнение поверхности

Наибольшее распространение получила система окрашивания, состоящая из быстросохнущего эпоксидного грунта с высоким содержанием цинка HEMPADUR ZINC 17360 (40 мкм), промежуточного эпоксидного покрытия HEMPADUR MASTIC 45880 (150 мкм) и акрило-полиуретановой краски HEMPATHANE TOPCOAT 5210 (50 мкм). Данная система применяется для наружных поверхностей металлоконструкций и обеспечивает долговременную антикоррозионную защиту до 15 лет. Большие перспективы имеет система HEMPADUR ZINC 17360 (40 мкм) + HEMPADUR 17633 (150 мкм) с полиуретановой краской HEMPATHANE HS 55610 (75 мкм), рассчитанная на срок службы до 20 лет в средах с коррозионной активностью С3 и С4 и до 15 лет в средах С5-М и С5-I (по ISO 12944) и упрощенная система HEMPADUR MASTIC 45880 (200 мкм) + HEMPATHANE HS 55610 (60 мкм).

Процесс формирования плёнки антикоррозионного покрытия всех вышеперечисленных материалов происходит при отрицательных температурах (до минус 10^{0}С), что в условиях холодных зим является важным показателем, дающим возможность расширить сезон строительно-монтажных и ремонтных работ.

ЗАЩИТА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ

Для защиты внутренней поверхности при высокой оборачиваемости резервуаров, с меняющимся в широком диапазоне уровнем раздела фаз рекомендуется полная защита всей поверхности. Существуют практика полной защиты внутренней поверхности резервуаров, предназначенных также для длительного хранения продукции, т.е. при низкой оборачиваемости резервуаров. Такой способ защиты резервуаров является наиболее надежным. ►

Для защиты от коррозии крупногабаритных резервуаров широкое распространение получили лакокрасочные покрытия, наибольший эффект от применения которых достигается при квалифицированном нанесении материалов. Это материалы на основе эпоксидных и модифицированных эпоксидных, полиуретановых, этилсиликатных и некоторых других связующих.

Среди применяемых ЛКМ производства компании «HEMPEL» большой сектор занимают эпоксидные материалы, имеющие общее название HEMPADUR. Эпоксидные покрытия имеют значительную химическую стойкость и высокую физико-механическую прочность в средах, содержащих серу, сероводород, кислород и углекислый газ. Обладая высокой защитной способностью в контакте с нефтью и нефтепродуктами, эти материалы отличаются хорошей адгезией к стали в условиях эксплуатации резервуаров. В зависимости от химического состава применяемых отвердителей: полиаминных, полиамидных или полиамидоаминных – покрытия обладают стойкостью к воздействию воды, нефти и разных видов нефтепродуктов в условиях погружения, а также в условиях эксплуатации при высоких температурах.

По содержанию летучих веществ эпоксидные материалы подразделяются на: материалы, содержащие растворители (сухой остаток менее 70%), материалы с ограниченным содержанием растворителей (сухой остаток более 70%) и материалы без растворителя (сухой остаток 100%). Для защиты внутренней поверхности резервуаров находят применение материалы с разным содержанием летучих веществ. Спектр предлагаемых компанией «HEMPEL» материалов очень широк.

Более широко применяются в практике защиты внутренней поверхности резервуаров эпоксидные материалы, содержащие растворитель, в том числе модифицированные эпоксидные материалы, например эпоксидно-каменноугольные, эпоксидно-новолачные и др. Эпоксидно-каменноугольные материалы HEMPADUR LTC 15030 (общей толщиной 300 мкм) и HEMPADUR 15130 (300 мкм) хорошо зарекомендовали себя при выполнении антикоррозионных работ в период капитального ремонта нефтяных резервуаров, ранее эксплуатировавшихся без покрытия. Материал HEMPADUR LTC 15030 дает возможность для проведения окрасочных работ при отрицательных температурах окружающего воздуха вплоть до минус 10ºС, а HEMPADUR 15130 – при положительных (не ниже +10 ºС). Эти материалы составляют наиболее экономичные системы.

Среди эпоксидно-фенольных материалов высокие защитные свойства проявляет материал HEMPADUR 85671, обладающий термостойкостью в условиях погружения в водные, водно-нефтяные среды, сырую нефть и в любые нефтепродукты с температурой до 90ºС и допустимым градиентом температуры 15ºС. Материал HEMPADUR 85671 дает возможность защиты емкостей для парового конденсата и горячей воды, а также допускает очистку острым паром до 220ºС.

Гигиенические испытания дают разрешение на использование этого ЛКП для защиты резервуаров с питьевой водой.

Для защиты внутренней поверхности новых резервуаров лучшим выбором, несомненно, будет покрытие усиленного типа HEMPADUR 87540. Это эпоксидный материал, не содержащий летучих органических растворителей, наносящийся специальным оборудованием с двойной питающей линией с подогревом каждого компонента. Материал можно наносить за один проход толщиной сухой пленки до 1000 мкм, для резервуаров выбрана толщина в диапазоне 400-600 мкм. Срок службы данного покрытия составляет более 20 лет. Материал HEMPADUR 87540 также широко используется во всем мире для защиты трассовых трубопроводов как внутри, так и снаружи. Нанесение краски осуществляется как в полевых, так и в заводских условиях. ■

ЗАО «Хемпель»
Россия, 125167, Москва, Ленинградский проспект, д.47, стр.3

Тел.: + 7 495 663 6815
Факс:+ 7 495 663 6816
E-mail: general-ru@hempel.com
www.hempel.ru

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Изоляция труб антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена

«ДРУЗА»

- Изоляция сварных стыков термоусаживающимися материалами в трассовых условиях;
- Внедрение технологии нанесения изоляционных материалов, обладающих повышенной адгезией.

- Ведутся строительно-монтажные работы на севере Тюменской области, в Ханты-Мансийском автономном округе.
- Лицензия Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству № С-4-56-03-27-0-5609000380-005606-1 от 26 мая 2008г.

Основные виды деятельности:

- Нанесение двухслойной антикоррозионной изоляции экструдированным полиэтиленом на стальные трубы диаметром от 57 до 426 мм
  ТУ-1390-004-11928001-01
  ТУ-1390-004-11928001-04;
- Выпуск продукции с трехслойным антикоррозионным покрытием ТУ-1390-005-11928001-09;
- Изготовление двухтрубных секций с соблюдением технологии сварки, термообработки сварного шва, контроля качества и дальнейшего нанесения изоляционного покрытия;
- Изготовление отводов методом индукционного нагрева.

(3532) 36-62-47
Почтовой адрес: 460052, г. Оренбург, ул. Конституции, 27
Офис: Оренбург, ул. Конституции, 27
E-mail: druza91@mail.ru
www.druza.ru

ПОВЫШЕНИЕ РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ ОБРАТНЫХ ЗАТВОРОВ

А.Л. Шанаурин
В.А. Уфимцев
ООО «АрмТехСтрой» г. Курган

Improving the Reparability of the Return Locks

During the operation of the pipeline systems, there may arise such conditions as, for example, when a pump or a compressor shuts down for emergency reasons, when there is a process reduction in pressure on some section of the pipeline, when the pipeline bursts, etc. which causes the medium to backstream. In order to eliminate such a condition, the pipeline components are used which allow the medium to move in one direction only. The direction of the stream changes for the reverse, these components close, preventing the backstreaming. Such return components include return or check valves and return locks.

A check valve ensures reliable sealing, however when it operates on contaminated media, there is a possibility of the locking element sticking in the guide component of the cover. Due to the above, the check valves are normally used for small nominal diameters for passage and clean media and in the remaining cases, return locks are in use.

According to the CE Standard 009-2008 of the Scientific and Industrial Association of Pipeline Component Makers being currently introduced into operation by the Scientific and Industrial Association of Pipeline Component Makers «Pipeline Components and Drives. Classification and Designation Systems», this particular type of return locks is classified as follows: A4.1.1.2 B4.1-7.1 C1 F0-5D1 P1.1 (16/25/40/63/100/160/200/250) H1.1 W1.1/2.1 SI 09 [2.].

The lock consists of Housing (pipe) 1 whose ends are made with the profile of an oval gasket and interacts with Entry and Exit Flanges 14, connected together with Pins 12 and Nuts 13. Welded into Housing 1 is Shell 2 with a Ring Rib, through the hole in which via Gasket 6, Seat 3 is attached, while on its surface mating with the Shell, there is a ring groove, and in the axial plane, there is a slot, in which Eye 4 is placed, which is connected with the lugs of Dish 5 interacting, upon closure of the lock, with its sealing fields with the reciprocating fields of Seat 3 (Fig.1)

The salient features of the developed parametric range of the return lock design have made it possible to:

1. Commonize the design and technical solution of the dish and seat attachment unit securing them to the housing.
2. Isolate this component as a spare part (Fig. 3)
3. Use for the housing parts, the raw parts from the range widely used in existing pipeline systems, thus reducing the weight characteristics of the locks which facilitates their installation in the systems.
4. Use, for the purpose of carrying out medium and major repairs, the spare parts which do not only lengthen the service life of the locks but also reduce the time required for repairs.
5. Achieve a high degree of uniformity for parts which has predetermined the use of high technology equipment and revealed the prerequisites for the new designs of return locks to be created, for example, ref. Fig. 4.

So, the created design of return locks which are easy to take apart into components improves their reparability and considerably reduces their lead time. The launching into production of the innovative designs of the return locks based on unification and type classification of embedded parts has not only resolved the issue of improving their reparability but in the environment of a small business enterprise, it has enabled the lead time to be cut back irrespective of the parametric features.

В процессе эксплуатации трубопроводных систем могут возникнуть условия, например при аварийной остановке насоса или компрессора, технологическом снижении давления на каком-либо участке, при разрыве трубопровода и т.д., когда поток среды изменит направление на обратное. Для исключения такого случая применяется трубопроводная арматура, которая пропускает среду только в одном направлении. При изменении направления потока на обратное она закрывается, прекращая обратное движение среды. К обратной арматуре относятся обратные клапаны и обратные затворы.

Обратный клапан позволяет обеспечить надежную герметичность, однако при работе в загрязненных средах возможно заедание запирающего элемента в направляющей части крышки. С учетом приведенного фактора обратные клапаны обычно применяются для малых условных диаметров прохода и чистых сред, в остальных случаях применяются обратные затворы.

Одной из разновидностей обратных затворов являются затворы обратные стяжные с фланцами под приварку, на выпуске которых специализируется предприятие ООО «АрмТехСтрой» г. Курган. (рис. 1,2) ►

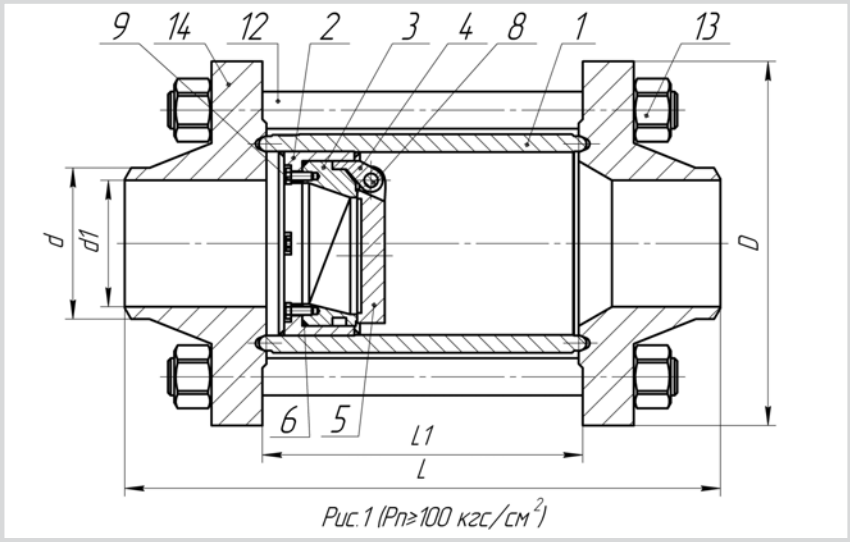


Рис. 1

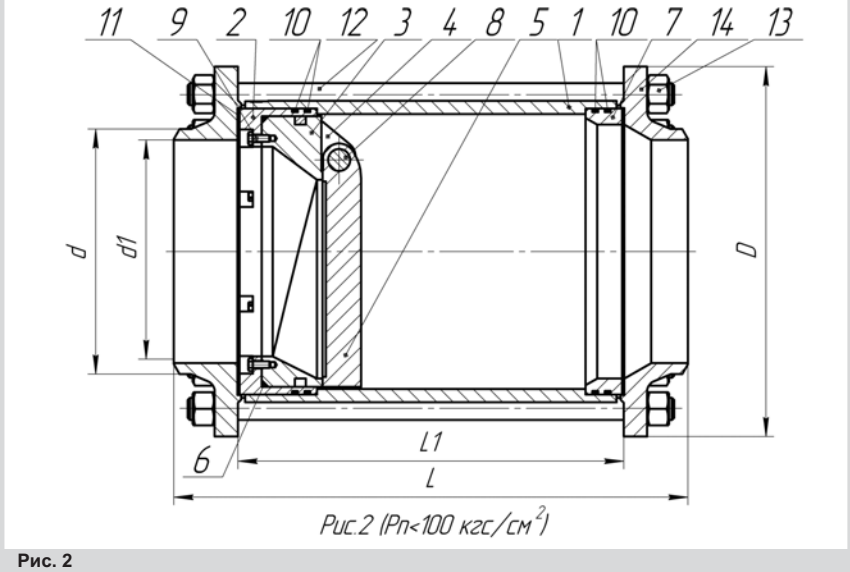


Рис. 2

По вводимому НПАА в действие стандарту СЕ НПАА 009-2008 «Арматура трубопроводная и приводы. Классификация и системы обозначения» данный вид обратных затворов классифицируется:

A4.1.1.2 B4.1÷7.1 C1 F0÷5 D1 P1.1(16/25/40/63/100/160/200/250) H1.1 W1.1/2.1 SI 09 I 2.1.

По функциональному назначению они заменяют обратные затворы типа 19с11нж3, 19лс11нж3, 19нж11нж3 в старом обозначении по таблице фигур. В рис.1 и 2 приведены габаритные размеры всей линейки обратных затворов, выпускаемых ООО «Армтехстрой».

Затвор состоит из корпуса (трубы) 1 торцы которого выполнены с профилем овальной прокладки и взаимодействуют с входным и выходным фланцами 14, соединенными между собой шпильками 12 и гайками 13. В корпус 1 приварена обечайка 2 с кольцевым ребром, через отверстие в котором закреплено через прокладку 6 седло 3, а на его сопрягаемой с обечайкой поверхности выполнена кольцевая канавка и, в осевой плоскости, паз, в которые помещена проушина 4, осью 8 соединенная с ушками тарелки 5, взаимодействующей при закрытии затвора уплотнительными полями с ответными полями седла 3. (Рис. 1)

Отличительные особенности разработанной параметрической линейки конструкции обратных затворов позволили:

1. Унифицировать конструктивно-техническое решение узла крепления тарелки и седла с корпусом.
2. Выделить этот узел в отдельный ЗИП. (рис.3)
3. Применить для корпусных деталей заготовки из сортамента, широко применяемого в действующих трубопроводных системах, тем самым понизить весовые характеристики затворов, что облегчает их монтаж в системах.
4. Применить для проведения среднего и капитального ремонтов ЗИП, не только продлевающий срок службы затворов, но и снижающий временные затраты на ремонт.
5. Достичь высокую степень унификации деталей, которая предопределила применение высокотехнологичного оборудования и выявила предпосылки для создания новых конструкций обратных затворов (например см. рис.4).

Таким образом, легко разбираемая на составные детали созданная конструкция обратных затворов повышает их ремонтопригодность и существенно снижает сроки изготовления. Освоение инновационных конструкций обратных затворов, основанных на унификации и типизации закладных деталей, не только решило задачу повышения ремонтопригодности, но и в условиях малого предприятия позволило сократить сроки выполнения заказов вне зависимости от их параметрических характеристик. Немаловажным является и тот факт, что на всю выпускаемую продукцию специалистами ООО «Армтехстрой» была разработана собственная конструкторская документация, защищенная патентами. Вся продукция сертифицирована Госстандартом РФ. Руководство компании выражает благодарность своим постоянным заказчикам за проявленный интерес к новой продукции и надеется на столь же успешное и взаимовыгодное сотрудничество в дальнейшем.■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Шпаков О.Н. Трубопроводная арматура. Справочник специалиста. 2007 г.
2. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
3. Сейнов С.В. Технологии и оборудование мелкого ремонта арматуры. Инструмент. – М.:2004.
4. Имбрицкий М.И. Ремонт арматуры.- М.Л: Госэнергоиздат, 1963.
5. Патент РФ №78281 Затвор обратный . Шанаурин А.Л., Уфимцев В.А. и др. 2008 г.
6. Патент РФ №79967 Обратный клапан . Матвеев А.В., Гурьянов А.В. и др. 2008 г.
7. Заявка в ФГУ ФИППС №2008139541 Затвор обратный. Уфимцев В.А., Матвеев А.В.
8. Заявка в ФГУ ФИППС №2008118872 Затвор обратный. Шанаурин А.Л., Гурьянов А.В.

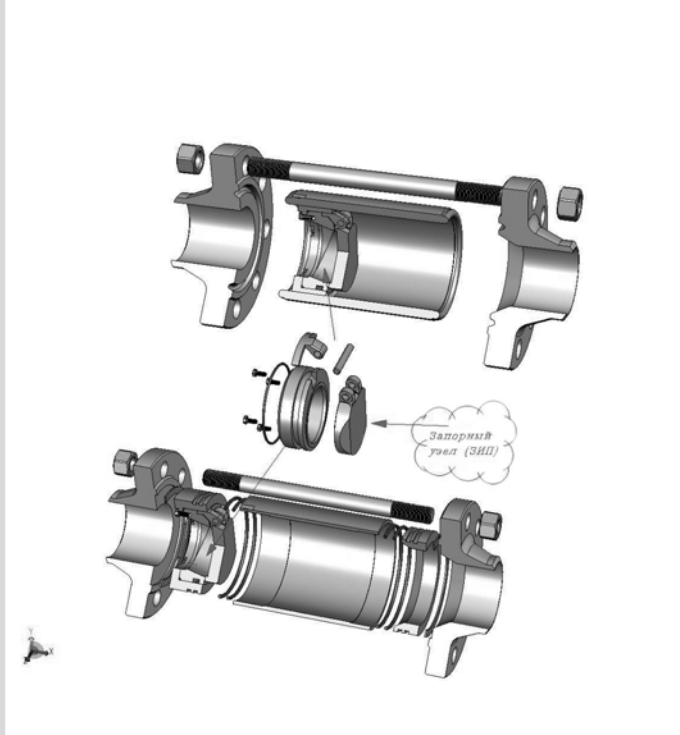


Рис. 3

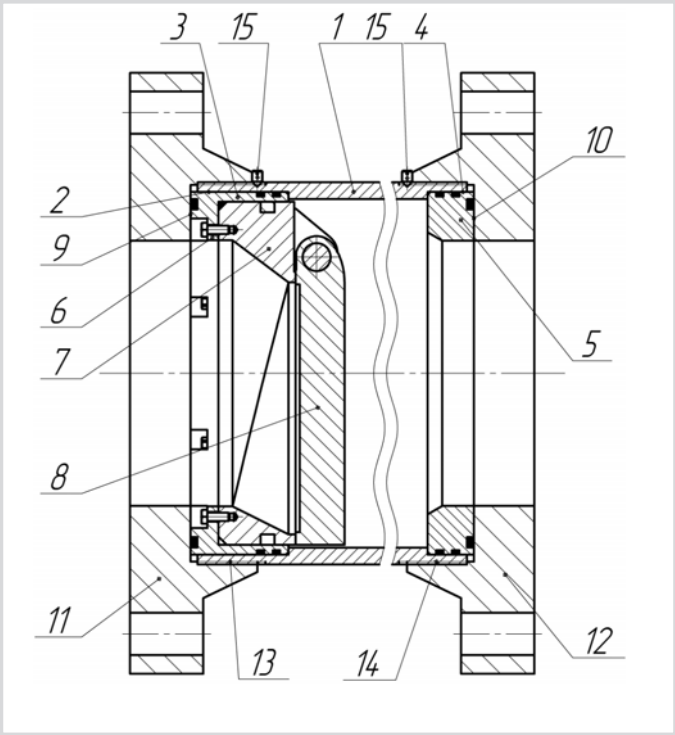


Рис. 4

ООО «АрмТехСтрой»
г.Курган,
ул.Куйбышева, 144, стр.2
т.(3522) 60-10-52, 46-36-81
e-mail: zss_sale@mail.ru
www.armtehstroy.ru

ООО «Армтехстрой» специализируется на выпуске трубопроводной арматуры и приводов ручного управления арматурой. Предприятием освоена и запущена в серийное производство следующая номенклатура продукции:

- Затвор обратный 19с11нж, 19лс11нж, 19нж11нж
- Клапан запорный 15с68нж, 15лс68нж, 15нж68нж
- Вентиль игольчатый 15с54бк, 15лс54бк
- Вентиль манометрический ВПЭМ, ВПЭ
- Разделитель сред (регулятор давления)
- Редуктор конический тип В, Г, Д

Вся продукция сертифицирована Госстандартом РФ. При размещение крупных заказов действует система скидок.

Уникальные физические и химические свойства металлической ртути предопределяют её широкое применение в различных отраслях. Она используется в качестве реагентов, катализаторов, электродов для получения хлора и каустической соды, пестицидов, противообрастающих красок, амальгам при добыче драгоценных металлов (в частности золота), а также в различных приборах (термометры, барометры и др.) и электротехнических изделиях (ртутные батарейки, люминесцентные лампы и др.). Одни только люминесцентные лампы, используемые на территории России, содержат более 500 т металлической ртути.

УСТАНОВКА «ЭКОТРОМ-2» – ЭФФЕКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ УТИЛИЗАЦИИ РТУТЬСОДЕРЖАЩИХ ЛЮМИНЕСЦЕНТНЫХ ЛАМП

В.Н. ТИМОШИН
К. М. ТИНЯКОВ
Г.В. МАКАРЧЕНКО
к. т. н.
ООО «НПП «Экотром»
г. Москва

«ECOTROM-2» UNIT – AN EFFECTIVE SOLUTION TO DEAL WITH THE PROBLEMS OF UTILIZING MERCURY CONTAINING FLUORESCENT LAMPS.

The unique physical and chemical properties of the metallic mercury pre-determine its wide application in various industries. It is used as an agent, catalyst, electrodes to produce chlorine and caustic soda, pesticides, anti-fouling paints, amalgams for the extraction of precious metals (specifically, gold) as well as in various instruments (thermometers, barometers, etc.) and electrical engineering products (mercury batteries, fluorescent lamps, etc.). All the fluorescent lamps used just in the territory of Russia only contain more than 500 tons of metallic mercury.

Mercury is one of the most hazardous metals contaminating the environment. The wastes which contain it, are referred to (the most hazardous) hazard class 1. At the present time, in Russia, no fewer than 140 million fixtures with mercury low pressure lamps and approximately 13 million ones with high pressure mercury lamps are in service simultaneously. In view of this, special consideration is given to creating specialized units for the utilization of the mercury containing wastes. The most effective system at the moment is the technology implemented in the «Ecotrom-2» unit.

The «Ecotrom-2» unit makes it possible to extract from each lamp, together with the phosphor, 95-97% of the mercury contained in it. The balance of the mercury is adsorbed in the adsorber on activated carbon.

The «Ecotrom-2» unit is characterized by high productivity and low specific energy consumption (per one lamp to be utilized). Thus, for example, at total power consumption equal to that of the heat units, the «Ecotrom-2» unit is much more productive (up to 1200 lamps per hour, while the production rate of the heat units is only 180-200 lamps per hour). No mercury vapors are discharged during the operation.

The operating principle of the so called «cold and dry» vibratory and pneumatic «Ecotrom-2» unit is based on separating mercury lamps into two main components: glass, metallic base and the mercury containing phosphor. The glass debris cleaned from mercury and the metallic screw bases (aluminum and steel) are used as secondary raw materials. The mercury containing phosphor is de-watered using the heat or chemical method.

The Unit consists of two basic modules: the unit for lamp separation consisting of the loading unit, the pneumatic and vibratory separator with a crusher, the cyclone and the cleaning system which comprises a sock filter, an adsorber and gas blower.

The «Ecotrom-2» units are installed in Moscow, St. Petersburg, Kiev, Perm, Belgorod, Novosibirsk, Krasnoyarsk, Vorkuta, Lytkareno, Chekhov, Talny.

Ртуть – один из самых опасных загрязняющих окружающую среду металлов. Отходы, в которых она содержится, относятся к первому (наиболее опасному) классу опасности.

В настоящее время в России единовременно эксплуатируются не менее 140 млн. светильников с ртутными лампами низкого давления и порядка 13 млн. светильников с ртутными лампами высокого давления. В связи с этим особое внимание уделяется созданию специальных установок для утилизации ртутьсодержащих отходов.

Самой эффективной системой в настоящее время является технология, реализованная в установке «Экотром-2».

Установка «Экотром-2» позволяет вместе с люминофором извлекать из каждой лампы не менее 95-97% содержащейся в ней ртути. Оставшаяся часть ртути поглощается в адсорбере на активированном угле.

Установка «Экотром-2» отличается высокой производительностью и низкой удельной (в расчёте на одну утилизируемую лампу) энергоёмкостью. Так, при равном с термоустановками общем потреблении электроэнергии установка «Экотром-2» намного производительнее (до 1200 ламп в час, в то время как производительность термоустановок – 180-200 ламп в час). Исключены выбросы паров ртути в процессе работы.

Принцип действия так называемой «холодной и сухой» вибропневматической установки «Экотром-2» основан на разделении ртутных ламп на основные составляющие: стекло, металлические цоколи и ртутьсодержащий люминофор. Очищенные от ртути стеклобой и металлические цоколи (алюминиевые и стальные) используются как вторичное сырье. Ртутьсодержащий люминофор обезвреживается термическим или химическим методом.

Установка состоит из двух основных блоков: устройства разделения ламп, состоящего из узла загрузки, пневмо-вибрационного сепаратора с дробилкой, циклона и системы очистки, включающей в себя фильтр рукавный, адсорбер и газодувку.

Установки «Экотром-2» размещены в таких городах как Москва, С-Петербург, Киев, Пермь, Белгород, Новосибирск, Красноярск, Воркута, Лыткарино, Талнах. ■

1990 ЭКОТРОМ

117556, Москва,
Варшавское шоссе, 93
Тел./факс: (499) 619-1736
Тел.: (499) 794-1190
E-mail: info@ecotrom.ru
www.ecotrom.ru

ООО «НПП «ЭКОТРОМ» основано в1990г., является лидером в области обезвреживания ртутьсодержащих отходов и производит установки для переработки отработанных люминесцентных ламп типа «Экотром-2».

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНАЯ, РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ, ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА «ЭКОТРОМ-2» имеет следующие параметры:

- производительность 150-1200 шт./час;
- энергопотребление 3-11 кВт/час;
- занимаемая площадь 20 м^2.

Установка «Экотром-2» защищена патентами РФ и отвечает экологическим и санитарно-гигиеническим требованиям, в 2008 году удостоена Золотой медали на 1-ом Всероссийском конкурсе «ЭКОЛОГИЯ РОССИИ».

Основные трудности при определении параметров юрских коллекторов (ЮС) связаны с существенной неоднородностью разреза, тонкослоистым чередованием прослоев (макро- и микро-переслаивание), значительной заглинизированностью пород.

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ЮРСКОГО ПРОДУКТИВНОГО КОМПЛЕКСА ЮГАНСКОГО ПРИОБЬЯ

А.Р. ЕНИКЕЕВ ведущий специалист отдела геолого-технологических моделей и разработки месторождений ООО «ЮганскНИПИ» г. Нефтеюганск

Юрские отложения представлены терригенным комплексом, в котором различают песчаники, алевролиты, глины, аргиллиты и промежуточные разности.

При выделении коллекторов в разрезе тюменской свиты только по качественным признакам возникают определенные трудности, связанные с особенностью геологического строения толщи пласта ЮС. Амплитуда отрицательной аномалии СП в этих пластах минимальна, особенно в продуктивной части. Это связано с условиями залегания пород-коллекторов, т.к. вмещающими породами для них зачастую служат именно уплотненные разности. Также не устанавливается радиальный градиент сопротивлений по разноглубинным зондам БКЗ, сказывается значительное влияние анизотропии разреза. Кроме того, не везде выделяются коллекторы по таким качественным признакам, как приращение микрозондов и наличие глинистой корки.

Для повышения надежности выделения коллекторов в продуктивной части пласта ЮС2 необходимо использовать количественные признаки. К количественным признакам относится относительная амплитуда на диаграммах потенциалов самопроизвольной поляризации $\alpha_{ПС}$ и величина двойного разностного параметра гамма-каротажа ΔJ_γ .

$$\alpha_{СП} = \frac{\Delta U_{СП}}{E_{SMAX}}$$

где $\Delta U_{СП}$ – амплитуда аномалии в интерпретируемом пласте, E_{SMAX} – максимальная амплитуда на участке разреза.

$$\Delta J_\gamma = \frac{I_{\gamma x} - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}}$$

где $I_{\gamma x}, I_{\gamma \max}, I_{\gamma \min}$ - значения регистрируемых интенсивностей в изучаемом пласте и породах с минимальной и максимальной для данного разреза радиоактивностью.

Для выделения коллекторов используются статистические характеристики выборки значений геофизических параметров, в частности относящихся к объектам первого и второго классов (коллекторов и неколлекторов). В качестве статистических характеристик выборок используются интегральные функции распределения параметров для объектов коллекторов и неколлекторов. Из графиков следует, что граничные значения параметров составляют: $\alpha_{СП}$ *=0,27, ΔJ_γ *=0,49. Результаты приведены в рис.1((а) – по двойному разностному параметру ΔJ_γ ; (б) – по относительному параметру $\alpha_{СП}$). Для реализации данного способа был произведен расчет 31 скважины с полным комплексом ГИС.

Также введем относительный параметр ГК, рассчитанный по формуле $J_\gamma = I_\gamma / I_{\gamma on}$, где $I_\gamma, I_{\gamma on}$ - значения интенсивностей в рассматриваемом и опорном пластах. Соответственно граничный параметр составляет J_γ*=0,75. (рис.2). Сравним в дальнейшем двойной разностный метод с относительным по ГК.

По результатам исследования керна, по динамическому коэффициенту пористости и открытому коэффициенту пористости было выявлено граничное значение пористости: $K_{Пор}$ =11-12% (рис.3).

Для наглядного выделения коллекторов использовался программный комплекс Petrel. Проверка выделения коллекторов происходила с использованием прямых качественных признаков: это каротажи микрозондов и кавернометр. Плотные и угольные пропластки выделялись при помощи НКТ и ГК (по минимальным значениям обоих методов). Для подтверждения интервалов выделенных продуктивных прослоев, как правило, привлекались данные испытаний и опробования скважин.

Таким образом следует отметить, что при выделении коллекторов в пластах ЮС использовались как качественные, так и количественные признаки. В качестве количественного признака коллектора следует принимать значение двойного разностного параметра ΔJ_γ =0,49, при граничной пористости Кп=11-12%. (рис.4).

В Юрском продуктивном комплексе выделять коллекторы более эффективно по методу естественной радиоактивности (ГМ) в сравнении с методом потенциалов самопроизвольной поляризации, применяемом для вышезалегающих отложений. К тому же ►

Рис.1

гамма-метод тесно связан с объемной глинистостью пород, а следовательно, и с коллекторскими свойствами.

Оценивая информативность двух количественных признаков по «уверенным» качественным признакам, приходим к выводу, что выделение коллекторов Юрских отложений наиболее полно отражает двойной разностный параметр гамма-каротажа (большой % попадания коллектор-неколлектор по сравнению с $\alpha_{СП}$ и J_{γ}). Успешность выделения коллекторов по двойному разностному методу составляет ΔJ_{γ} =91,7%, по относительному ГК J_{γ} =33%.

То есть в качестве количественного признака коллектора следует принимать значение двойного разностного параметра ΔJ_{γ} =0,49, при граничной пористости $K_{Пгр}$ =11-12%.

Данную методику необходимо использовать при ограниченном комплексе ГИС, в наклонных эксплуатационных скважинах, когда нет возможности выделения коллекторов по прямым методам (кавернометрия и микрозонды). ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Научно-технический вестник «Каротажник» (выпуск 3-4(116-117)). Тверь: 2004г.
2. Научно-технический вестник «Каротажник» (выпуск 66). Тверь: 2000г.
3. ШакировА.Ф. Каротаж, испытание, перфорация и торпедирование скважин. – Издательство «Недра»,1987 г.

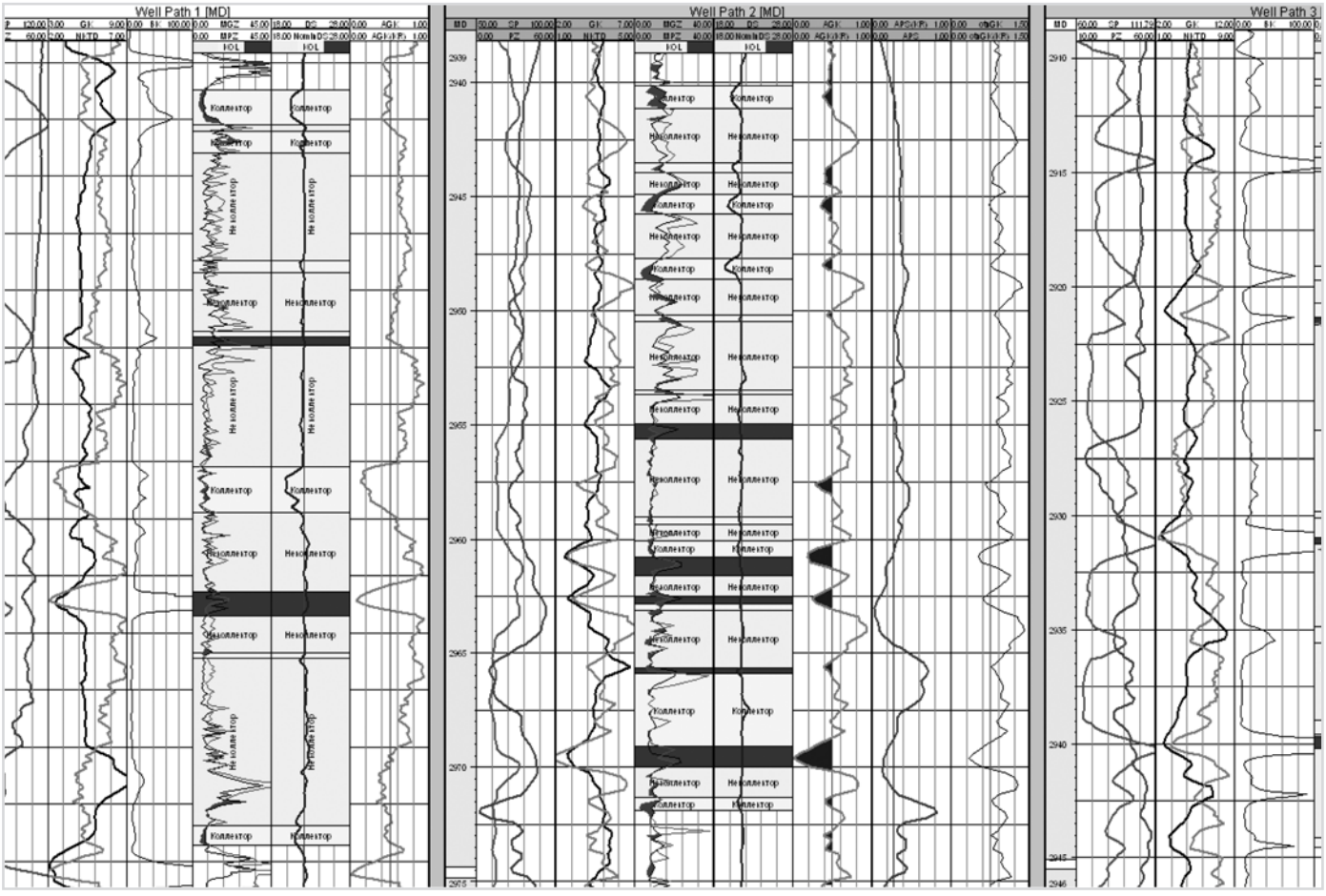


Рис.4 Выделение коллекторов Юрского Продуктивного Комплекса

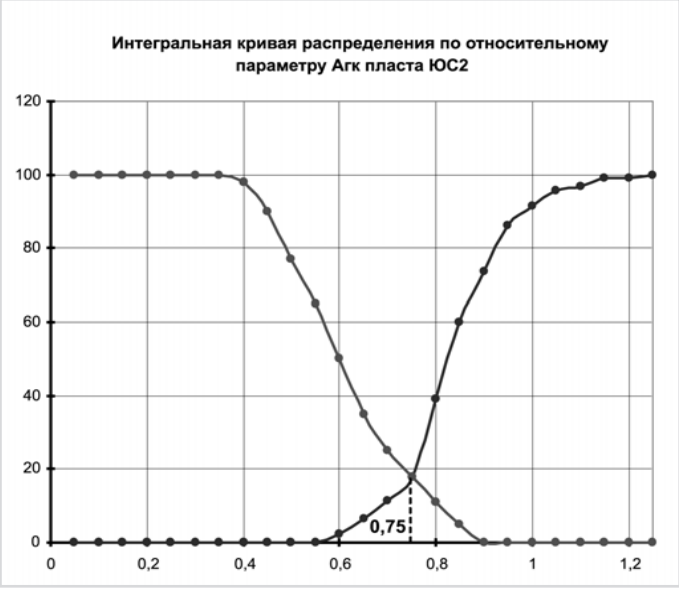


Рис.2 Интегральные функция распределения параметра J_{γ}

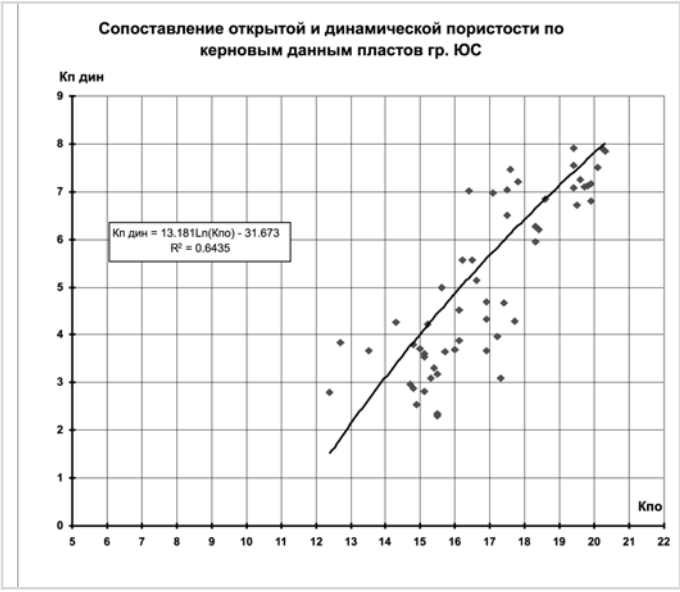


Рис.3 Сопоставление открытой и дин-кой пористости по керновым данным

Проводится под патронатом Комитета по энергетике Государственной Думы РФ

8 - 10 декабря 2009 г.

НЕФТЬ ГАЗ
ФОРУМ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ

Москва, ЦВК "Экспоцентр"

ВЫСТАВКИ

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИИ
OIL AND GAS POTENTIAL OF RUSSIA

ГАЗОНЕФТЕХИМИЯ
GAZONEFTEKHIMIA

РОСНЕФТЕГАЗПРОМ
ROSNEFTEGAZPROM

МАЛЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ - НЕФТЕГАЗОВОМУ КОМПЛЕКСУ
SMALL ENTERPRISES FOR OIL AND GAS COMPLEX

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА:
Международный Топливно-энергетический и газонефтехимический конгресс

При поддержке:
Министерства энергетики РФ, Союза нефтегазопромышленников России, Союза производителей нефтегазового оборудования.

ВНИМАНИЕ:
Темы докладов, Ф.И.О., должность докладчиков предоставить до 10.11.2009г. в электронном виде

Дирекция Форума: ООО "Экспоброкер"
(499) 760-31-61, (499) 760-26-48,
(499) 760-27-86, bild@bk.ru.

Официальный сайт выставки
www.expobroker.ru

runeft.ru
отраслевой портал

- Предприятия
- Мероприятия
- Библиотека
- Справочники
- Вакансии
- Объявления
- Каталог СМИ
- Тендеры
- Новости
- Аналитика
- Цены на нефть
- Котировки акций
- Видеорепортажи
- ГОСТы

(8552) 38-51-26
neft@expoz.ru

PHYSICAL ACOUSTICS CORPORATION
MISTRAS Holdings Group

ДИАПАК
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА

Поставка приборов неразрушающего контроля:
— для акустико-эмиссионной диагностики;
— для ультразвукового контроля;
— для вибродиагностики.

Экспертиза безопасности опасных промышленных объектов

Тел. +7(495) 789-4549
mail@diapac.ru
http://www.diapac.ru

КЭМЗ «СВАРКА»

ПРОИЗВОДСТВО СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО СВАРОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ

АВТОМАТИЧЕСКИЕ ТРУБОСВАРОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

БТС-142В, ССТ-141, БНС-81, ПАУ-502А, ПАУ-1001В

МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ СТАНКИ

ПОДГОТОВКИ КРОМОК ТИПА МПК

ЦЕНТРАТОРЫ ВНУТРЕННИЕ И НАРУЖНЫЕ

ЦВ, ЦЗ, ЦТЭ (57-1420 ММ)

АГРЕГАТЫ СВАРОЧНЫЕ

ОТ 1 ДО 8 ПОСТОВ: АС-104, АСТ-108, АС-42 (АС-42А) УСТ-22, УСТ-41, АС-44, АП-21

тел.: +7 (495) 500-75-19, 782-86-53, 745-07-62
тел./факс: +7 (495) 721-18-81/67/97, +38 (044) 426-7-426
www.svarka.kiev.ua e-mail: kemzsvarka@yandex.ru

ALLRUS

АЛЛЬРУС

ГРУППА КОМПАНИЙ

Группа компаний АЛЛЬРУС – эксклюзивный поставщик насосного оборудования Colfax Corporation / ALLWEILER (Германия), HOUTTUIN (Нидерланды), IMO (США), WARREN (США), ZENITH (США), а также LUTZ (Германия) и LEWA (Германия) предприятиям нефтегазового, химического, энергетического и других комплексов России и стран СНГ.

ООО "АЛЛЬРУС"
д. 16, стр. 2, этаж 3
ул. Краснопролетарская
127473 Москва / Россия
Тел.: +7 495 9566167
+7 495 9566169
Факс: +7 495 9566168
E-mail: info@allrus.ru
www.allrus.ru

ЗАО "АЛЛЬРУС-Проект"
д. 16, стр. 2, этаж 3
ул. Краснопролетарская
127473 Москва / Россия
Тел.: +7 495 9566210
Факс: +7 495 9566168
E-mail: office@allrus.ru
www.allrus.ru

ООО "АЛЛЬРУС-Украина"
д. 3Б, офис 197
ул. Ивана Мазепы
01010 Киев / Украина
Тел.: +380 44 2299122
Факс: +380 44 2514740
E-mail: info@allrus.com.ua
www.allrus.ru

ALLRUS Maschinenhandels GmbH
Europaring F 10202 / campus 21
2345 Brunn am Gebirge / Austria
Tel.: +43 1 86670 22161
+43 1 86670 22162
Fax: +43 1 86670 22176
E-mail: office@allrus.at
www.allrus.ru

Colfax Corporation – ALLWEILER – HOUTTUIN – Imo Pump – LSC Lubrication Systems Company – Warren Pumps – Zenith Pumps – Lutz – LEWA pumps+systems

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ТЕПЛОПРИБОР

ОАО «Теплоприбор»
390011, г. Рязань, Куйбышевское шоссе, д. 14-а
тел.: (4912) 24-89-02, факс (4912) 44-16-78
teplopr@teplopribor.ru www.teplopribor.ru

Ультразвуковой счетчик газа «Гобой»

• Счетчик может размещаться на открытом воздухе и в помещениях пунктов учета газа и предназначен для работы в интервале температур окружающей среды -35 +50° С. Имеет встроенную коррекцию по температуре и давлению.
• Счетчики имеют взрывозащищенное исполнение.
• Глубина часовых архивов 45 сут., суточных - 300 сут., Месячных > 2 лет.
• Для считывания и переноса архивных данных на персональный компьютер может быть использован переносный терминал-накопитель ПТН-01. Для дистанционного считывания текущих и архивных данных по каналу GSM-связи используется радиомодем GSMC-1.
• Электропитание счетчика осуществляется от автономного источника питания и обеспечивает работоспособность в течение двух лет. Средний срок службы счетчика не менее 12 лет. Межпроверочный интервал - 5 лет.

Датчик уровня микропроцессорный РОС 200

• Предназначен для контроля уровня жидких электропроводных и неэлектропроводных, а также сыпучих сред, в т.ч. во взрывоопасных зонах помещений и наружных установках.
• Длина чувствительного элемента: 0,1 -г- 3,5 м – жесткий; 1,0 -г- 22,0 – тросовый.

Многопарметрические преобразователи Сапфир-22МР-ДДА, Сапфир-22-МР-ДДИ (Сапфир-22-МР-К)

смотрите статью на стр. 37 ▶

• для непрерывного преобразования в цифровое значение дифференциального давления, абсолютного давления в «плюсовой» камере:
• вычисления расхода потоков сред в трубопроводе;
• вычисления значения уровня раздела сред пар-вода по гидростатическому давлению с учетом плотностей воды и пара, изменяющихся в диапазоне рабочих температур.
Применяется в различных областях промышленности, в системах автоматического контроля, в т.ч. для регулирования и управления технологическими процессами в барабане котла ТЭЦ.

Преобразователь давления Сапфир-22МР

• Обеспечивает непрерывное измерение различных видов давления: *абсолютного, *избыточного, *гидростатического, *давления/разрежения, *дифференциального давления нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал и цифровой сигнал на базе HART - протокола.
• Встроенный фильтр радиопомех.
• Взрывозащищенное исполнение.
• Наличие жидкокристаллического индикатора.
• Возможность ориентации ЖК- индикатора в любом положении в пределах 0 - 360°С с шагом 90°.
• Предотвращение несанкционированного изменения настроек.

На сегодняшний день до 70 процентов выпускаемых в России и странах СНГ битумов по ассортименту и качеству не соответствуют требованиям современного рынка.

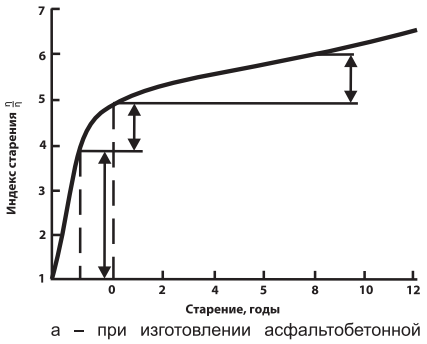
СОВРЕМЕННЫЕ ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНЫХ МОДИФИКАТОРОВ (ПФМ) ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА БИТУМОВ И БИТУМНЫХ МАТЕРИАЛОВ С ВЫСОКИМИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ СВОЙСТВАМИ.

НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ПО ОСВОЕНИЮ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ НТЦ «ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ» КГТУ

А.Ф. КЕМАЛОВ д.т.н., профессор, член-корр. РАЕН,. МАХ – директор НТЦ «Природные битумы» г. Казань
Р.А. КЕМАЛОВ к.т.н., доцент, советник РАЕН

Так анализ результатов испытаний «Центра лабораторного контроля, диагностики и сертификации» ФДС России показывает, что 68% битумов марок БНД, применяемых для асфальтобетонных смесей, не удовлетворяет требованиям ГОСТ 22245-90 хотя бы по одному из физико-механических показателей. При этом по показателю «глубина проникания иглы при 0 0С» требованиям ГОСТ 22245-90 не соответствует 31% проб битума, 26% проб – по показателю «растяжимость при 0^0С», 21% проб – по «изменению температуры размягчения после прогрева», 16% проб – по «растяжимости при 25^0С» и 6% проб – по показателю «температура хрупкости».

Как следствие, недостаточное качество битумов ведет к преждевременному износу дорожных покрытий и в итоге приводит к увеличению капитальных затрат на проведение трудоем-ких ремонтных работ. Так за последние десятилетия в 2-3 раза сократился срок службы асфальтобетонных покрытий на автодорогах, мостах и аэродромах; более 90% материальных, трудовых и энергетических ресурсов, выделяемых дорожной отрасли, идет на ремонт и реконструкцию, а не на строительство асфальтобетонных покрытий. Положение усугубляется непрерывным увеличением грузоподъемности и интенсивности движения транспортных средств, приводящих к значительному росту динамических нагрузок на дорожное покрытие и тем самым по-вышению требований к качеству битума.



а – при изготовлении асфальтобетонной смеси; b – при хранении, транспортировке и укладке; с – за 8 лет работы в составе асфальтобетонного покрытия

Рис. 1. Изменение индекса старения битума во время смешения с мине-ральным материалом при изготовлении горячих асфальтобетонных смесей, при хранении и транспортировке, при работе в составе дорожного асфальтобетона.

Рис. 1

Основными причинами преждевременного разрушения асфальтобетонных покрытий является:

1. Применение органических битумных вяжущих материалов, которые не удовлетворяют нормативным требованиям, предъявляемым к ним условиями эксплуатации покрытий на территории России.

2. Температурная трещиностойкость, так как их температура хрупкости выше, чем температура наиболее холодных суток заданного района эксплуатации покрытий;

– для битумов дорожных марок температура хрупкости не ниже минус 18^0С;

– средняя зимняя температура в России колеблется от минус 20 до минус 60°С;

– расчетная температура трещиностойкости дорожных покрытий – от минус 19^0 до минус 42º С.

Вследствие этого через год на покрытии появляются трещины, которые являются очагами разрушения покрытий (выбоины, выкрашивания).

3. Эластичность – способность к большим обратимым деформациям.

По данным фирмы «SHELL» (рис.1), интенсивность процесса старения битума на стадии приготовления асфальтобетонных смесей намного выше, чем при транспортировке и эксплуатации.

Необходимо отметить, что для повышения качества асфальтобетонных покрытий в верхних слоях автомобильных дорог I—II технических категорий рекомендовано применять **модифицированные битумы,** соответствующие современным требованиям качества на марки БДУ (ТУ 38.1011356-91) в составе асфальтобетонных смесей, обладающие, по сравнению с традиционными дорожными битумами, в соответствии с нормами ГОСТ 222-45-90, более высоким уровнем физико-механических и адгезионно-прочностных показателей. Битумы марок БНД характеризуются наименьшей растяжимостью, значительной потерей массы образца при испытании по методике ASTM D 1754, что объясняет более низкую трещиностойкость асфальтобетона, особенно при переходах температуры через 0°С.

По этим причинам одним из перспективных и экологически приемлемых путей радикального решения проблемы улучшения качества отечественных битумов является создание интенсивной технологии производства битумов, основанной на научном подходе к выбору и применению инициирующих добавок к тяжелому нефтяному сырью: высоковязким нефтям, природным (ВВН и ПБ) и окисленным битумам. Таким образом, необходимо осуществлять перевод битумов из класса термопластов в эластомеры, которые способны в этом случае выполнять роль комплексных органических вяжущих (КОВ), т.е. битум-полимерных вяжущих (БПВ) в производстве долговечных асфальтобетонов, а также одновременно являются высококачественным сырьем в производстве мастичных материалов для санации дорожного полотна от выбоин и трещин.

Для увеличения срока службы дорожных покрытий на мостах и искусственных сооружениях необходима не только корректировка нормативных требований к физико-механическим свойствам битумов, но и разработка, внедрение в практику дорожного строительства модифицированных битумов улучшенного качества и новых материалов на их основе, способных обеспечивать более высокую прочность и долговечность дорожных покрытий. Этот подход позволит:

– повысить качество и увеличить срок службы дорожных покрытий за счет улучшения их трещиностойкости, сдвигоустойчивости, водо- и морозостойкости;

– расширить температурный диапазон работоспособности за счет более высокого динамического предела текучести;

– увеличить в 1,5-3 раза срок службы асфальтобетонов;

– повысить вязкость и прочность;

– увеличить температуру размягчения регулированием состава при сохранении требуемой эластичности и температуры хрупкости;

– регулировать свойства органических вяжущих в зависимости от исходных компонентов и условий эксплуатации конструкций;

– повысить производительность работ по приготовлению вяжущих;

– снизить энергозатраты;

– получить материалы с требуемыми в данных условиях свойствами;

– расширить ассортимент органических

вяжущих;

– увеличить темпы строительства дорог с твердым покрытием, особенно в осваиваемых сельскохозяйственных районах Севера и Сибири.

Для этого с технической точки зрения при создании битумных композиционных материалов с заданным комплексом свойств могут применяться те модификаторы, которые:

– не разрушаются при температуре приготовления асфальтобетонной смеси;

– совместимы с битумом при температурах приготовления асфальтобетонных смесей;

– в летнее время повышают сопротивление битумов в составе дорожного покрытия к воздействию сдвиговых напряжений без увеличения вязкости при температурах смешения и укладки;

– не придают битуму жесткость, ломкость при низких температурах в покрытии;

– химически и физически стабильны при хранении, переработке и в реальных условиях работы в составе дорожного покрытия.

В настоящее время на основании результатов испытаний битумов дорожных, модифицированных различными добавками, ФГУП СоюздорНИИ рекомендовано применение следующих полимеров:

• блок-сополимеры бутадиена и стирола типа СБС (в виде порошка и крошки) ДСТ-30-01

1 группы по ТУ 38 103267-80, ДСТ-30Р-01

1 группы по ТУ 38 40327-90; их зарубежные аналоги: Финапрен 502, Финапрен 411; Кратон Д 1101, Кратон Д 1184, Кратон Д 1186; Европрен Сол Т 161; Калпрен 411, предназначенные для получения полимерно-битумных вяжущих марок ПБВ в соответствии с ОСТ 218.010-98;

• «Каудест-Д» – система полимеров типа синтетических бутадиенальфаметилстирольных каучуков (СКМС) – предназначен для получения вяжущих на основе композиции «Каудест-Д» в соответствии с ТУ 2257-045-05766793-96;

• растворы синтетических каучуков стирольных типа СКС, предназначенные для приготовления битумно-каучуковых вяжущих марок БКВ.

По данным EAPA (таблица 1), наблюдается рост доли потребления модифицированных битумов по сравнению с 1995 г. от общего объема битумов, используемых для строительства и ремонта дорожных покрытий.

Таблица 1. Доля модифицированных битумов в общем объеме дорожных битумов, используемых для строительства и ремонта дорожных покрытий в Европе (по данным EAPA).

Количество модифицированных дорожных битумов в 2001 г. в Европе составило 7% (рис.2). Характер распределения объема потребления модифицированных битумов по видам модификаторов (рис.2) свидетельствует о наибольшем применении полимеров: полиолефины (9%), EVA (12%), полибутадиен (14%), типа СБС (41%).

Производство модифицированных битумов полимерами типа СБС в Европе к 2001 г. возросло до 50% и составило во Франции 80%, в Германии – 95%, в Испании – 65%, Бельгии – 80%, в Италии – 100% от всего объема модифицированных битумов (сведения предоставлены фирмой «KRATON POLYMER»).

В настоящее время в зарубежной практике для устройства и ремонта дорожных покрытий используются композиционные материалы на основе битума и модификаторов, таких как сера, каучук (полибутадиеновый, натуральный, бутилкаучук, хлоропрен и др.), органо-марганцевые компаунды, термопластичные полимеры (полиэтилен, полипропилен, полистирол, этилен-винилацетат (EVA), термопластичные каучуки (полиуретан, олефиновые сополимеры, а также блок-сополимеры стиролбутадиенстирола (СБС).

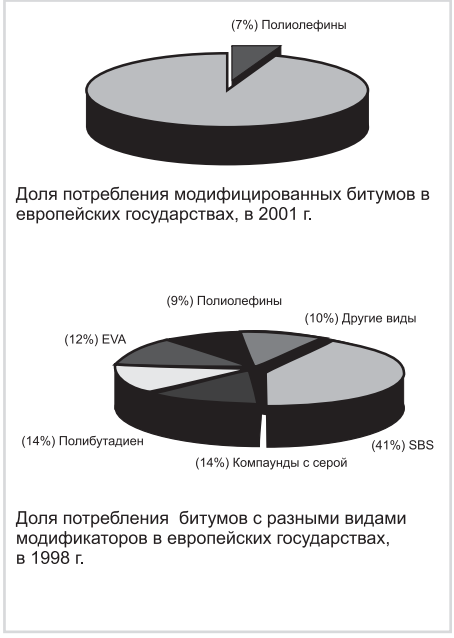


Рис. 2

В настоящее время масштабное применение модифицированных битумов ограничено из-за отсутствия строгих критериев к использованию модификаторов, анализ опыта применения которых показал, что для повышения реологических и физико-механических характеристик битумов обычно используют различные виды полимеров, синтетических каучуков, резиновую крошку и т.д.

Способы применения характеризуются тем, что модификаторы вводятся в битумы в чис-том виде в небольших количествах от 1 до 5% мас.

Для совмещения битума с полимером требуется специальное оборудование (в нашем случае им выступает роторно-пульсационное акустическое (РПАА), обеспечивающее активное совмещение компонентов).

Зарубежный и отечественный опыт применения модифицированных битумов показывает принципиальные отличия:

– по выбору исходных компонентов;

– по проектированию составов БПВ;

– по регламентированию комплекса их физико-механических свойств;

– по выбору объектов, на которых наиболее целесообразна замена дорожного битума на новый вид вяжущего.

Известно, что высокомолекулярные полимеры-модификаторы выпускают на производстве в виде гранул, крошки, кусочков, т.е. мелких частиц, расцепление которых в растворителе намного упрощается.

Отечественная и зарубежная практика показала, что такие модификаторы легко совмещаются с остаточными битумами, в структуре которых гораздо больше свободных молекулярных связей, чем в окисленных; таким образом, введение высокомолекулярных полимеров создает практические сложности.

Качество дорожных покрытий, долговечность зависят от прочности сцепления битумных вяжущих с минеральными материалами. Отметим, что существенным недостатком

Страна	Модифицированные битумы %						
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Австрия	8	8	8	8	нд	11	нд
Бельгия	3	7	13	12	16	15	18
Чехия	11	16	15	17	16	13	18
Дания	5	5	5	5	5	5	5
Фин-дия	1	1	1	1	1	1	1
Франция	10	10	10	10	10	10	<10
Испания	5	4	8	5	нд	нл	нд
Голл-дия	-7	7	6	-6	7	7	7
Ирландия	3	5	5	7	7	8	10
Германия	7	8	8	9	8	нд	14
Норвегия	2	2	1	2	<1	<1	3

Страна	Модифицированные битумы %						
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Польша	7	-	6	7	6	6	6
Порт-лия	1	1	2	1	0	3	11
Словакия	нд	13	12	нд	нд	нд	20
Словения	3	5	6	7	9	8	9
Швей-рия	5	5	нд	5	нд	нд	нд
Швеция	2	2	3	2	3	3	2
Венгрия	4	3	4	4	1	1	10
Англия	4	нд	4	4	нд		5
Италия	3	4	5	6	7	7	7
Япония	7	7	7	10	10	11	11
США	5	5	4-5	нд	нд	нд	нд

нд – нет данных

Таблица 1

производимых в Татарстане дорожных и строительных битумов являются низкие адгезионно-прочностные и упруго-деформационные свойства.

Средний срок службы дорожных покрытий в РТ не достигает 5-6 лет (на практике эта цифра колеблется от 1 до 3 лет), в то время как за рубежом эта цифра достигает 10-15 лет.

Известно, что для производства дорожных и строительных битумов подходят нефти высокосмолистые и малопарафинистые. Однако в связи с ограниченностью запасов таких нефтей используют остатки практически любых нефтей, что приводит к низкому качеству битумных материалов. Содержащиеся в битуме полициклические ароматические соединения, смолы и гетероатомсодержащие соединения не обеспечивают требуемую адгезию как к минеральной части асфальтобетона, так и в случае использования строительных и специальных марок битумов в производстве битумно-кровельных, мастично-лаковых материалов к металлической и железобетонной основе, т.е. для изоляции крыш и оснований промышленных и гражданских объектов, нефте- и газотрубопроводов, подземных коммуникаций и различных хранилищ, устройстве изоляционных материалов для защиты от коррозии мостовых сооружений, а также объектов водного транспорта. Кислородсодержащие соединения, образующиеся при окислении гудрона, также мало влияют на адгезионные свойства битумов. Расширение сырьевой базы битумного производства за счет вовлечения тяжелых нефтяных остатков (ТНО) смолисто-парафинового основания регионального происхождения подтверждает несомненную актуальность данного проекта.

Разнообразие климатических и эксплуатационных условий требует разработки научно-обоснованных путей регулирования структуры мастик и вяжущих для дорожного строительства в широких пределах с целью получить оптимальные для данных условий свойства.

Многие современные производители композиционных мастик поставляют на рынок менее качественную продукцию, дезориентируя потребителей, подрывая заслуженный имидж статуса битум-полимерного материала. Такие мастичные материалы формально являются битумно-полимерными, не обладая требуемыми эксплуатационными характеристиками настоящих БПМ, будет правильнее их называть псевдо-БПМ. Для достижения нормируемых ГОСТом показателей теплостойкости и низкотемпературной гибкости, производители, не имея более высокоэффективных добавок, используют окисленные битумы, более теплостойкие. Это приводит к получению материала, обла-дающего высокой стоимостью за счет большего содержания полимера для обеспечения требуемой пластичности, который можно вводить в систему до критического содержания, что приведет к нарушению целостности мастичного материала, и система расслаивается.

Для производства высококачественных битумов и материалов на их основе руководствовались:

– многолетним обширным научно-практическим опытом;

– знаниями в области химического структурно-группового состава ТНО и битумов различной природы;

– способами их добычи (термодеструктивные);

– режимами выработки (температура, продолжительность, расход воздуха).

А так как в большинстве своем у современного рынка потребителей битумных материалов отсутствует основная взаимосвязь между существующими способами добычи высоковязких нефтей и природных битумов (ВВН и ПБ), условиями их дальнейшей переработки и предъявляемыми требованиями качества к битумам (дорожного и гражданского назначения) , то **задача получения высококачественных битумов и их материалов становится трудно выполнимой**. Это связано с негативным влиянием химического структурно-группового состава деструктивных ТНО и битумов на адгезионно-прочностные свойства полученных на их основе материалов. В дальнейшем это приводит к преждевременному износу дорожных покрытий и к увеличению капитальных затрат на проведение ремонтных работ. Положение усугубляется непрерывным увеличением грузоподъемности и интенсивности движения автотранспорта, приводящих к значительному росту динамических нагрузок на дорожное покрытие.

Сырье для получения битумов и их материалов должно быть высокосмолистым с минимальным содержанием парафино-нафтеновых углеводородов (УВ). Это объясняется тем, что дисперсная структура битума значительно зависит от содержания н-парафиновых структур, где при содержании более 3% возникает кристаллизационный каркас, сообщающий системе жесткость и уменьшающий интервал пластичности. Вместе с этим известно, что в процессе окисления нефтяных остатков количество низкомолекулярных ароматических масляных УВ непрерывно убывает, а относительное количество н-парафинов повышается. Вследствие этого уменьшается сродство дисперсионной среды к асфальтенам, которых, кроме того, становится больше, что приводит к ухудшению когезионных и адгезионно-прочностных свойств битумов.

Таким образом возникает необходимость использования таких химически активных модификаторов, которые за счет эффективной межмолекулярной диффузии подвергали бы сегменты парафиновых цепей химическому структурированию с последующим образованием полярных макромолекулярных полициклических нафтеновых фрагментов.

Единственным решением в сложившейся ситуации является:

1. Разработка фундаментальных основ создания битумов с улучшенным комплексом свойств и материалов на их основе для дорожной и гражданской отраслей, регламентируемых современными российскими, европейскими и западными стандартами качества ISO, ASTM, DIN на базе основных принципов физико-химической механики нефтяных дисперсных систем (НДС);

2. Синтез серии универсальных полифункциональных модификаторов (ПФМ), обладающих высокими структурообразующей, пластифицирующей и, что не менее важно, адгезионной способностями, в битумных матрицах за счет кластерного эффекта при физико-химическом взаимодействии компонентов «ПФМ» и битумов на любых типах подложек в различных условиях применения.

Это подтверждается качеством модифицированных битумных мастик с участием добавок серии «ПФМ», компоненты которых обеспечивают высокую химическую стойкость, адгезионно-прочностную, упруго-деформационную, низкотемпературную способность материалов к сдвиговым напряжениям. С использованием современных методов анализа проведены исследования влияния ПФМ-модификаторов на химический и структурно-групповой состав, свойства ПБ различной природы, производимые и добываемые в Татарстане.

Оригинальность и новизна разработки заключается в отсутствии взаимосвязи «состав сырья – качество» за счет высокоизбирательного протекания необратимых превращений с н-парафино-асфальтеновыми ассоциатами битумов с образованием полиэфиров, которые по своей молекулярной массе относятся к смолам. Последние адсорбируют ароматические мальтены битума, набухая в них; при этом размеры частиц «ПФМ» увеличиваются в 6 - 9 раз. Высокополярность, ароматичность, низкая вязкость ПФМ способствуют диспергированию, необратимой физико-химической диффузии с компонентами битума. Загущая дисперсионную среду, «ПФМ» активно влияет одновременно на адгезионно-прочностные и упруго-деформационные свойства битумов, понижая их температуру хрупкости и повышая адгезионную способность, температуру размягчения и одновременно пенетрацию, т.е. переводя БПМ в тип эластомеров, таким образом способствует переходу битума в битумное вяжущее, и, как следствие, при приложении нагрузки возникают только упругие деформации, а течения мастики при действии нагрузки не происходит. Этот факт увеличивает более чем в 3 раза срок службы асфальтобетонов, межремонтный период эксплуатации покрытий, снижаются энергозатраты. В то же время применение известных полимеров не позволяет получить мастики, обладающие одновременно и высокой теплостойкостью, и высокой пенетрацией.

Температура смешения битумов с СБС до 220°С, что вызывает расфракционирование, оксиполимеризацию мальтенов, – первопричина охрупчивания БПВ-материалов. ПФМ гомогенизируются уже при 120ºС. Взаимодействие СБС-модификаторов с татарстанскими битумами ограничено их растворяющей способностью. Дополнительно необходимо отметить, что отсутствие азотсодержащих соединений и легкокипящих компонентов в составе разработанного модификатора позволяет существенным образом улучшить экологичность производства как самого модификатора, так и битумных материалов на его основе.

Отличительной особенностью является тот факт, что за счет регулирования концентрации модификатора можно получить на основе известных марок битума широкий ассортимент битумно-полимерных материалов: мастик для строительства и ремонта автодорог, аэродромов, устройства кровель, строительных конструкций, мостовых сооружений, защиты магистральных наземных и подземных нефте- газо- и трубопроводов, а также асфальтобетоны,

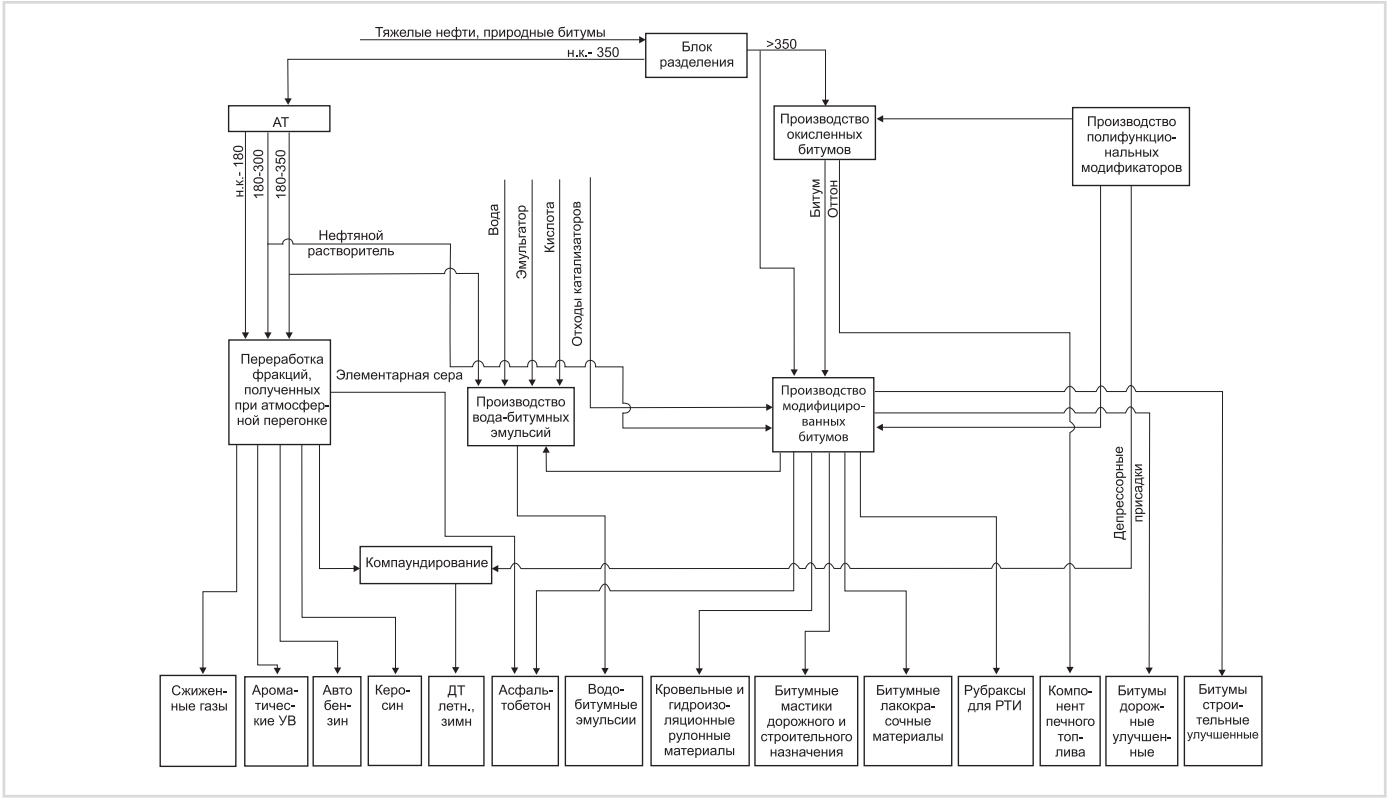
мастики, эмульсии, лаки, рубраксы, рулонно-кровельные гидроизоляционные материалы.

Таким образом, основным отличием от СБС служит высокая адгезионная способность ПФМ-модифицированных битумов к каменным материалам. Особенности и преимущества ПФМ по сравнению с адгезивами «АМДОР», «WETFIX N», «DIAMINE OLBS», серии БП-3 – высокая адгезия, термостабильность при 250-270ºС в течение 4-х часов по сравнению со 140-170ºС у аналогов-производителей, высокая температура вспышки, высокая технологичность: возможность дозирования ПФМ в битум, выходящий из окислительной колонны с температурой до 280ºС. ПФМ включает в себя одновременно характеристики СБС и адгезивов, что сказывается на себестоимости, позволяет получать битум-полимерные мастики и вяжущие, превосходящие производимые битумы по доле обратимых высокоэластических деформаций. Проведены сравнительные исследования отечественных модификаторов по их эффективности в модификации свойств битумов для дорожного и гражданского строительства, доступности, технологической безопасности, совместимости, дороговизне в сравнении с зарубежными модификаторами, стоимость которых на сегодняшний день колеблется от 2000 до 6000 евро за тонну. Следовательно, использование в массовом строительстве битумных мастик на основе полифункциональных модификаторов серии «ПФМ» позволит получить качество и долговечность конструкций и сооружений, требуемые по российским и ведущим зарубежным стандартам качества.

Проведенные нами исследования установили возможность получить модифицированные комплексные органические вяжущие с помощью добавок серии ПФМ. Это в первую очередь мастики и БПВ, которые не только не уступают нефтяным битумам, но и по ряду показателей превосходят их: доля обратимых высокоэластических деформаций (эластичность) БПВ составляет более 80% при 25°С и более 70% при 0°С, в то время как у битумов эластичность либо практически отсутствует, либо не превышает 20%. Это обуславливает его высокие теплостойкость и сопротивление сдвигу при повышенных температурах (50-70° С), эластичность, пластичность и устойчивость к динамическим воздействиям при низких отрицательных температурах. Температура хрупкости модифицированных таким образом БПВ разного состава находится в пределах от минус 20° до минус 55°С, чем существенно отличается от битумов, температура хрупкости которых изменяется от минус 4° до минус 20°С. При этом температура размягчения БПВ выше, чем у битумов. Модифицированные асфальтобетоны на основе таких БПВ отличаются повышенными деформативностью при отрицательных температурах и упругостью при положительных (модуль упругости при минус 20ºС в 3-6 раз меньше, а при 40ºС – в 1,5-2 раза больше, чем асфальтобетона на битуме марок БНД); повышенной устойчивостью к многократным динамическим воздействиям. Такие качества БПВ позволяют существенно (в 2-3 раза) снизить модуль упругости битум-полимерного асфальтобетона по сравнению с асфальтобетоном при отрицательных температурах (минус 20° - минус 30°С) и одновременно в 1,5-2 раза повысить предел текучести и модуль упругости при положительных температурах (40-50°С). Такие покрытия более трещиностойки и сдвигоустойчивы, что подтверждено многолетними лабораторными исследованиями и наблюдениями за построенными во всех дорожно-климатических зонах участками дорожных, мостовых и аэродромных покрытий. ■

Время модификации, мин.	Групповой химический состав, % масс.			Содержание парафина, % масс. по ГОСТ 17789-72
	Масла	Смолы	Асфальтены	
30	47,69	41,71	10,60	10,10
40	41,34	45,91	12,75	5,64
50	37,22	48,14	14,64	1,02
60	35,28	48,98	15,74	0,71

Таблица 1 Изменение группового химического состава битума в процессе модификации



ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» (ОАО «АПЗ») образовано в 1957 году как завод по выпуску датчиков и приборов различного назначения для авиационной промышленности, в том числе и расходомерной техники.

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ
СЧЕТЧИКОВ ГАЗА СГ16МТ–Р

Рис. 1. Новый счетчик газа СГ16МТ-Р

Одним из направлений деятельности является разработка и производство турбинных счетчиков газа, которые применяются для коммерческого и технологического учета объема природного газа, одно- и многокомпонентных газов, аргона, азота и других неагрессивных газов в газоснабжении, химической промышленности и теплоэнергетике.

ОАО «АПЗ» выводит на перенасыщенный предложениями отечественный рынок промышленных счетчиков газа новый модельный ряд счетчиков газа СГ16МТ-Р для решения задач в области измерения объема и учета газа в различных секторах рынка и групп потребителей. Выбор остается за покупателем.

Счетчики выпускаются более 17 лет, в течение которых постоянно подвергаются модернизации. Во втором полугодии 2009 года заводом планируется начать выпуск новой модели счетчика СГ16МТ-Р, которая придет на замену выпускаемой сегодня модели СГ16МТ. Целью данной работы является создание счетчика с улучшенными потребительскими свойствами – с одновременным расширением диапазона измерения расходов в сторону их наименьшего значения (нижнего предела измерения) и повышением точности измерения, что обеспечит относительный диапазон измерения до 1:30 с пределами погрешности счетчика не более:

±1% – в диапазоне расходов от Qmax до 0,05Qmax;

±2% – в диапазоне расходов менее 0,05Qmax до Qmin,

что значительно лучше по сравнению с серийно выпускаемым счетчиком СГ16МТ. Кроме того, была проведена целенаправленная работа по снижению ограничения протяженности прямых участков в местах установки счетчиков, что в отдельных случаях является определяющим фактором при выборе счетчика. В новой модели счетчика СГ16МТ-Р применена оригинальная конструкция стабилизатора потока, установленного на входе газа в счетчик, что обеспечило высокую метрологическую стабильность при минимальной длине прямых участков до и после счетчика, равных 2Ду и 1Ду. Для случаев, когда жестко ограничены габариты установки счетчика и присутствует местное сопротивление, что искажает нормальный поток газа, рекомендуется установка стабилизатора потока газа (СПГ) перед счетчиком. СПГ стабилизирует поток газа, сглаживает завихрения разной степени интенсивности, вызываемые различными устройствами (задвижками, коленами и т.д.) и, самое главное, делает установку счетчика удобной и компактной, что особенно актуально при размещении счетчика в шкафах измерительных пунктов или узлов учета газа. Приведены в соответствие с международным стандартом максимальные значения расхода, измеряемые счетчиком, что потребовало разработки нового типоразмера счетчика СГ16МТ-160-Р. Тем самым, предложим потребителю полный ряд счетчиков в диапазоне расходов от 8м^3/ч до 4000м^3/ч. Диапазоны расходов и диаметры условного прохода для различных исполнений счетчика приведены в таблице:

Обозначение исполнения	Расход					Ду, мм
	Qmax, м^3/ч	Qmin, м^3/ч				
		01: 12,5	1:20	1:25	1:30	
СГ16МТ-100-Р-1	100	8	–	–	–	50
СГ16МТ-160-Р-2	160	–	8	–	–	80
СГ75МТ-160-Р-2						
СГ16МТ-250-Р-3	250	–	–	10		
СГ75МТ-250-Р-3						
СГ16МТ-400-Р-3	400	–	–	16	–	100
СГ75МТ-400-Р-3						
СГ16МТ-650-Р-3	650	–	–	25	–	
СГ75МТ-650-Р-3						
СГ16МТ-800-Р-3	800	–	–	–	25	150
СГ75МТ-800-Р-3						
СГ16МТ-1000-Р-3	1000	–	–	–	32,5	
СГ75МТ-1000-Р-3						
СГ16МТ-1600-Р-3	1600	–	–	–	50	200
СГ75МТ-1600-Р-3						
СГ16МТ-2500-Р-3	2500	–	–	–	80	
СГ75МТ-2500-Р-3						
СГ16МТ-4000-Р-3	4000	–	–	–	130	
СГ75МТ-4000-Р-3						

В рабочих условиях с ростом избыточного давления газа более 0,2МПа (2кг/см^2) диапазон измеряемых расходов существенно расширяется при неизменном максимальном значении расхода (Qmax).

Новые счетчики СГ16МТ-Р способны выдерживать длительную перегрузку по расходу не более 1,1Qmax непрерывно в течение 30 дней в год и кратковременную перегрузку не более 1,6Qmax в течение часа (суммарно) за сутки. Они являются полностью взаимозаменяемыми как по габаритно-присоединительным размерам, так и по диапазонам измерения расходов. При этом корректировка ранее согласованной проектной документации минимальна.

Счетчики СГ16МТ-Р – это современные промышленные счетчики газа нового поколения, созданные на базе авиационных технологий, в конструкции которых применены высококачественные полимерные материалы и смазки со стабильными свойствами в широком диапазоне температур. Все модификации счетчиков СГ16МТ-Р будут выпускаться в мощном стальном корпусе для эксплуатации при температуре окружающей среды от -40°С до +70°С. Это существенно расширит географию их использования: от жарких южных до холодных северных районов. В корпусе имеются посадочные места для установки штуцера к датчику давления и защитной гильзы для датчика температуры. Рабочее давление до 1,6МПа или до 7,5МПа. Наличие масляного насоса (кроме Ду=50мм) и дополнительной защиты подшипников от попадания в них механических примесей, содержащихся в газе, способствуют увеличению ресурса и сохранению метрологических характеристик при работе в загрязненных средах.

Счетчик СГ16МТ-Р может размещаться и эксплуатироваться во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование взрывоопасных смесей паров и газов с воздухом, отнесенных к категориям IIA и IIB групп Т1 - Т4 по ГОСТ Р 51330.5. Монтаж счетчика на трубопроводе может быть выполнен как горизонтально, так и вертикально при направлении потока газа как снизу вверх, так и сверху вниз. Межповерочный интервал счетчиков СГ16МТ-Р увеличен до 6 лет.

Промышленные счетчики газа производства ОАО «АПЗ» отвечают всем самым строгим требованиям, предъявляемыми потребителями, и адаптированы для использования в самых различных условиях. На всю поставляемую продукцию предоставляется гарантия, поэтому клиент может рассчитывать на квалифицированную помощь специалистов. Приобретая газовые счетчики производства ОАО «АПЗ», Вы значительно экономите: завод предоставляет современную продукцию за вполне умеренную цену. ■

Дополнительную информацию о продукции ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» можно запросить по адресу:

**607220, Нижегородская область, г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8А.
т. (83147) 7-93-36, 7-94-65
Ф. (83147) 7-91-25,
E-mail: apz@oaoapz.com
www.oaoapz.com**

ООО «Трубопровод СпецСтрой»
614056 г. Пермь,
ул. Соликамская, 281а
Телефоны: 263-17-48,
263-16-44 Факс: 263-16-52
www.tpss.ru
e-mail: info@tpss.ru

Наше предприятие специализируется в комплексном подходе по проектированию, производству, монтажу и сервисному обслуживанию коррозионностойких трубопроводов из стеклопластиковых футерованных труб.

Трубы стеклопластиковые футерованные:
• Предназначены для транспортирования химически агрессивных и абразивосодержащих сред (промысловые трубопроводы, трубопроводы хим. очищенной воды, реагентопроводы, шламопроводы, пульпопроводы, трубопроводы различных стоков, комплекты труб для градирен, фильтровальные трубы и др.
• Виды внутренних футеровочных покрытий: эластомеры; термореактопласты; полиэтилен; полипропилен; фторопласт.
Стыковые соединения: фланцевое; раструбное; муфтовое; резьбовое; сварочное клеевое.

ИНТЕРНЕТ-ВИЗИТКИ WWW.RUNEFT.RU

ООО «КЕМЕР»
В городе Альметьевске в этой сфере вот уже более 10-ти лет работает компания ООО «Кемер». За это время она зарекомендовала себя как стабильный и надежный партнер, позиционирующий себя как генерального проектировщика объектов нефтяной и газовой промышленности.

ГК «ЭЛТЕХ-А»
Изготовим по индивидуальным проектам нетиповое щитовое электрооборудование (электрощиты).
Осуществим поставку типового электрощитового оборудования, а также комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

ООО «МИНЕРАЛ,»
ООО «Минерал» – поставщик нефтепромыслового оборудования и комплектующих к нему. Общество с ограниченной ответственностью «Минерал» образовано в 2000 году.

ООО «ТРУБОПРОВОДСПЕЦСТРОЙ»
Наше предприятие специализируется в комплексном подходе к проектированию, производству, монтажу и сервисному обслуживанию коррозионностойких трубопроводов из стеклопластиковых футерованных труб.

КОМПАНИЯ «МЕРАТЭК»
«МЕРАТЭК» – крупнейший в Поволжье и Южно-Уральском регионах официальный представитель российских приборостроительных заводов, производящих технические термометры и манометры.

Узким местом в теме контроля и полной автоматизации пусковых режимов энергетических барабанных котлоагрегатов является контроль и поддержание в норме уровня питательной воды вследствие изменения удельного веса воды в процессе ее нагревания до рабочих параметров.

О применении Системы измерения уровня в барабане энергетического котла гидростатическим методом с многопараметрическим преобразователем давления САПФИР-22 МР-К

Н.В. ХАРИТОНОВ начальник ЦТАИ Игумновской ТЭЦ Дзержинского филиала ТГК-6
В.Л. ФЕДОРОВ главный конструктор ОАО «Теплоприбор»
г. Рязань

В настоящее время контроль осуществляется путем оснащения барабанов водосмотровыми колонками прямого действия и сниженными датчиками-перепадомерами с электрической схемой дистанционной передачи показаний на электронные приборы (регистратор , 2 регулятора уровня, не менее 2 показывающих приборов), находящихся на тепловых щитах управления.

Датчик-перепадомер на работающем котлоагрегате осуществляет замер уровня питательной воды в барабане котла при давлении 105 кгс/см^2 и температуре 316°С (рассматривается котлоагрегат ТП-230-2) при удельном весе воды порядка 671 кг/м^3 (т.е. на ~ 30% меньше, чем при стандартных условиях).

Лабораторная настройка характеристик датчиков-перепадомеров специалистами цехов ТАИ производится на вышеотмеченный удельный вес воды при рабочих параметрах.

При переходных режимах котлоагрегата в течение всего времени растопки (расхолодки) гидростатический метод измерения уровня путем замера перепада давления в конденсационном сосуде не работает вследствие большой погрешности измерительного комплекта (>30%), возникающей от изменения удельного веса воды от 1000 кг/м^3 до 671кг/м^3 (см. «Термодинамические свойства воды и пара» таблица Вукаловича М.П.).

Патентом на изобретение №66521 (патентообладатель Харитонов Н.В, нач. ЦТАИ Игумновской ТЭЦ Дзержинского филиала ТГК-6) предусматривается создание «Системы измерения уровня воды в барабане энергетического котла гидростатическим методом» с применением многопараметрического интеллектуального перепадомера, оснащенного:

1. Двумя сенсорами:
   - перепада давления;
   - избыточного давления в одной из камер.
2. Электронным блоком измерения электрических величин на выходе сенсоров, их преобразование в цифровой сигнал и дальнейшую коррекцию удельного веса питательной воды по величине избыточного давлеия в барабане котла (по линии насыщения), с формированием стандартного токового сигнала 4-20 мА на выходе.

Таким образом, с большой точностью достигается достоверное значение уровня в барабане котлоагрегата во всех режимах.

За основу преобразователя «Системы измерения уровня воды в барабане энергетического котла гидростатическим методом» был принят надежный и проверенный отечественный преобразователь дифференциального давления «САПФИР-22МР-ДД».

В период 2006-2008 г. были проведены конструкторские работы по созданию и изготовлению опытно-промышленных образцов многопараметрического интеллектуального перепадомера - преобразователя «САПФИР-МР-К»

«Системы измерения уровня воды в барабане энергетического котла гидростатическим методом», который после соответствующих испытаний и внесения в Государственный реестр средств измерений в течение 2008 прошел успешные опытно-промышленные испытания на котлоагрегатах ст. № 6 и 8 Игумновской ТЭЦ.

К положительным результатам применения всережимного уровнемера надо отнести:

– точный контроль за уровнем в переходных режимах (растопка), т.е. выполнение требований п. 4.3.13. ПТЭ;
– возможность использования его импульса для полной автоматизации растопки котлоагрегата.

Для модернизации существующих приборов контроля уровня, систем защиты и регулирования в барабане котлоагрегатов достаточно механической замены существующих перепадомеров на датчик «Системы измерения уровня воды в барабане энергетического котла гидростатическим методом» - «САПФИР 22 МР-К» с согласованием электрической схемы дистанционной передачи.

Старейшим филиалом Нижегородского института «ТЕПЛОЭЛЕКТРОПРОЕКТ» дана следующая оценка изобретению:

«Изобретение имеет несомненную ценность…

– повышается надежность работы энергетического котла в переходных режимах (растопка);
– исключается действие человеческого фактора;
– открывается возможность полной автоматизации процесса растопки котлоагрегата.

Датчик «Системы измерения уровня воды в барабане энергетического котла гидростатическим методом» найдет широкое применение на вновь проектируемых, а также при модернизации систем контроля и управления – на действующих котлоагрегатах барабанного типа тепловых электростанций».

Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей также дана положительная оценка:

«..Изготовленный на основании указанного патента всережимный уровнемер, прошедший соответствующие испытания и аттестацию, внесенный в Государственный реестр средств измерений, обеспечит выполнение требований п.4.3.13. ПТЭ».

«С момента начала растопки котла должен быть организован контроль за уровнем воды в барабане…Сниженные указатели уровня воды должны быть сверены с водоуказательными приборами в процессе растопки (с учетом поправок)».

В период проведения тематических проверок состояния и надежности функционирования защит автоматики, точности измерений на технологичном оборудовании ТЭЦ прибор будет внедряться на энергетическом оборудовании действующих электростанций. ■

На самом раннем этапе своего развития человек пытался механизировать способы подъема воды для более быстрого и эффективного орошения, поэтому первые насосы появились еще в глубокой древности. Сейчас разнообразное насосное оборудование помогает решать множество задач и проблем, возникающих в промышленности, сельском хозяйстве и строительстве. Без него современная жизнь практически невозможна. Достаточно отметить, что насосы потребляют около 20% всей вырабатываемой в мире электроэнергии. При выборе наиболее подходящего типа насоса из всего многообразия предлагаемых вариантов большое внимание уделяется его эффективности и совместимости с характеристиками рабочего процесса.
Статья посвящена двух− и трехвинтовым насосам, незаменимым для решения многих задач нефтегазовой промышленности.

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

COLFAX CORPORATION: ALLWEILER, HOUTTUIN, IMO, WARREN, ZENITH

ДЖЕЙМС Р. БРЕННАН | консультант в нефтегазовом секторе | США, г. Монро, штат Северная Каролина

Все насосы, предназначенные для перекачивания жидких сред, можно подразделить на два вида в зависимости от характера воздействия его рабочих органов на жидкость: **динамические** насосы, к которым относятся центробежные, осевые, вихревые, шнековые и струйные, и **объемные**, включающие такие разновидности, как поршневые, винтовые, шестеренные и др. При сравнении центробежных и винтовых насосов, двух самых характерных представителей этих групп,становится очевидным, что первые заметно уступают вторым по эффективности. КПД винтовых насосов остается на 36% больше, чем центробежных, при этом потребляемая мощность сокращается на 120 кВт, что позволяет существенно снизить затраты на электроэнергию.

Во всем мире из нефтяных скважин на поверхность поднимают около 3 млрд куб. м нефти и конденсата в год. Затраты на их эксплуатацию составляют одну из основных статей расхода в высокоразвитых странах. Этим объясняется большая заинтересованность нефтедобывающих предприятий в поиске самых эффективных способов эксплуатации скважин. Одним из возможных решений этой проблемы является использование винтовых насосов Colfax, прекрасно справляющихся с задачами перекачки маслянистых вязких жидкостей с высоким содержанием песка, газа и воды и обеспечивающих высокую эффективность технологического процесса.

Высокая производительность, простота эксплуатации и технического обслуживания, способность перекачки жидкостей с различным уровнем вязкости, коррозионная стойкость предопределили широкое их распространение.

В предыдущем номере мы постарались осветить области применения и принцип работы двухвинтовых насосов, и сейчас остановимся на следующей разновидности этого класса – трехвинтовых насосах Colfax/Allweiler, Imo. Они ►

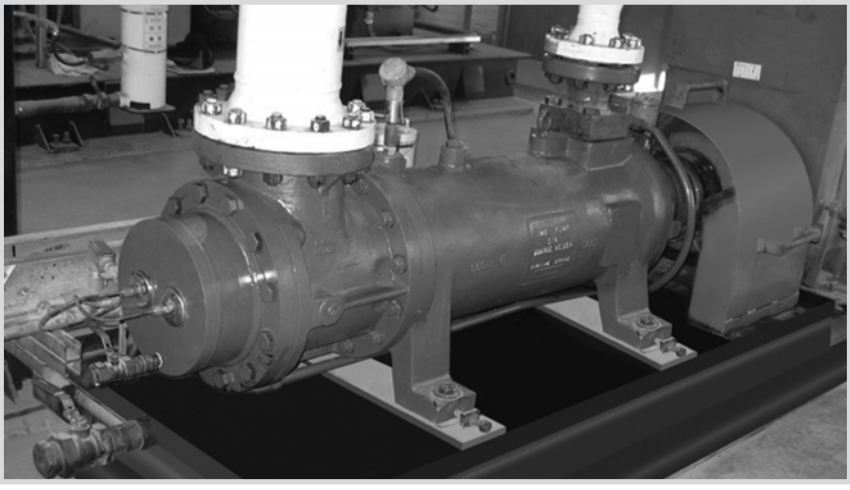


Рис. 2 Figure 2. A heavy crude three screw pump on pipeline service in Western Canada.

Designs are now available in sealless configurations, such as magnetic drives and canned arrangements, to allow customers to reduce emissions and meet government guidelines. Three screw pumps are renowned for their low noise levels, high reliability, ease of repair and long life (see Figure 2).

Design and Operation

Three screw pumps are manufactured in two basic styles, single suction and double suction (see Figure 4). The single suction design is used for low to medium flow rates and low to very high pressure. The double suction design is really two pumps in parallel in one casing, used for medium to high flow rates at low to medium pressure.

Three screw pumps generally have only one mechanical shaft seal and one, or perhaps two, bearings that locate the shaft axially. Internal hydraulic balance is such that axial and radial hydraulic forces are opposed and cancel each other. Thus, bearing loads are very low.

Another common characteristic of three screw pumps is that all but the smallest, low pressure designs incorporate replaceable liners in which the pumping screws rotate. Minor repair kits (seals, gaskets, bearing) and major repair kits (all wearing parts, including those in the minor repair kit) allow easy field repair of most three screw pumps. So field repair is a simple matter and the piping does not have to be disturbed.

The center screw, called the power rotor, performs all the pumping. The meshed outside screws, called idler rotors, cause each liquid-holding chamber to be separated from the adjacent one, except for running clearances. This effectively allows staging of the pump pressure rise. Because the center screw is performing all the pumping work, the drive torque transferred to the idler rotors is only necessary to overcome viscous drag of the cylindrical rotor spinning within its liner clearance.

The theoretical flow rate of these pumps is a function of speed, screw set diameter and the lead angle of the threads. Basically, flow rate is a function of the cube of the center screw diameter. Slip flow is the volumetric inefficiency due to clearances, differential pressure and viscosity. It is a function of the square of the power rotor diameter, resulting in larger pumps being inherently more efficient than smaller pumps. In crude oil pipeline service, the power savings is greatest compared to centrifugal pumps.

Speed is ultimately limited by the applications/system capability to deliver flow to the pump inlet at a sufficient pressure to avoid cavitation. This is true of all pumps. Three screw pumps tend to be high speed pumps, not unlike centrifugal pumps. Two pole and four pole motors are most commonly used.

Slower speed may be necessary when dictated by large flows, very high viscosities or low available inlet pressures. High speed operation is desirable when handling low viscosity liquids since the idler rotors generate a hydrodynamic liquid film in their load zones that resists radial hydraulic loads, very similar to hydrodynamic sleeve bearings found in turbomachinery.

To achieve the highest pressure capability from three screw pumps, it is necessary to control the shape of the screws while under hydraulic load. Five-axis NC profile grinding accomplishes this best, through complete dimensional control and a high degree of repeatability. Opposed loading of the idler rotor outside diameters on the power rotor root diameter dictate that these surfaces be heat treated to withstand the cyclic stress.

Again, profile thread grinding produces the final screw contour while leaving the rotors quite hard, in the order of 58RC. This hard surface better resists abrasive wear from contaminants and extends the service life.

Because some three screw pump applications range to pressures of 4500-psi (310-bar), pumping element loading due to hydrostatic pressure can be quite high. With hydraulic balance, the forces are balanced in two planes such that bearing loads are minimal to increase operating life.

Single ended pumps use two similar but different techniques to accomplish axial hydraulic balance. The center screw, or power rotor, incorporates a balancing piston at the discharge end of the screw thread (see Figure 5). The area of the piston is made about equal to the area of power rotor thread exposed to discharge pressure.

Consequently, equal opposing forces produce zero net axial force due to discharge pressure and place the power rotor in tension. The balance piston rotates within a close clearance stationary bushing, which may be hardened or hard coated to resist erosive wear. The drive shaft side of the piston is normally internally or externally ported to the pump inlet chamber. Balance leakage flow across this running clearance flushes the pump mechanical seal, which remains at nominal pump inlet pressure.

The two outer screws, idler rotors, also have their discharge ends exposed to discharge pressure. Through various arrangements, discharge pressure is introduced into a hydrostatic pocket area at the inlet end of the idler rotors (see Figure 6).

The effective area is just slightly less than the exposed discharge end area, resulting in approximately equal opposing axial forces on the idler rotors. The idler rotors are therefore in compression. Should any force cause the idler rotor to move toward discharge, a resulting loss of pressure acting on the cup shoulder area or hydrostatic land area tends to restore the idler rotor to its design running position.

The upper view in Figure 6 shows a stationary thrust block (cross hatched) and a stationary, radial self locating balance cup. Discharge pressure is brought into the cup via internal passages within the pump or rotor itself. The lower view shows a hydrostatic pocket machined into the end face of the idler rotor. It, too, is fed with discharge pressure. The gap shown is exaggerated and is actually only a few thousandths of an inch.

For some contaminated liquid services, the hydrostatic end faces of the idler rotors are gas nitride hardened or manufactured from solid tungsten carbide and shrink fitted to the inlet end of the idler rotors. When the cup design is used, the cup inside diameter and shoulder area are normally gas nitride hardened. Both techniques are used

отличаются наибольшей производительностью, однако мало подходят для работы с агрессивными жидкостями и оборудованием с низким давлением на входе, оставляя эти задачи в компетенции двухвинтовых насосов.

ТРЕХВИНТОВЫЕ НАСОСЫ COLFAX/ALLWEILER, IMO. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

Среди всех видов винтовых насосов трехвинтовые получили самое широкое распространение в промышленности. Наиболее часто они используются в гидравлических подъемниках, при подаче мазута к форсункам, в системах смазки машинного оборудования, в качестве гидравлических компонентов силового привода, а также на нефтеперерабатывающих заводах для перекачки горячих вязких жидкостей – битума, гудрона и мазутного топлива. Кроме того, трехвинтовые насосы Colfax находят широкое применение в трубопроводных системах перекачки сырой нефти (фото 1), в системах заполнения барж и кораблей, в качестве насосов подачи топлива в камеру сгорания газотурбинных двигателей.

Современные трехвинтовые насосы Colfax могут создавать давление нагнетания жидкости более 310 бар при расходе 750 куб.м/ч. Они очень надежны в эксплуатации и обладают чрезвычайно высоким КПД. Благодаря последним разработкам, в производстве появились герметичные бессальниковые насосы с электромагнитными приводами. Они позволяют производителям существенно сократить объемы вредных выбросов и не выходить за предельно допустимые нормы, установленные законодательством. Трехвинтовые насосы Colfax неприхотливы в эксплуатации, они отличаются высокими показателями надежности и длительным сроком службы, а также обеспечивают низкий уровень шума и удобный доступ для ремонта ко всем элементам конструкции (рис. 2).

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Трехвинтовые насосы Colfax проектируются в двух основных конфигурациях: одностороннего и двухстороннего всасывания. Насосы первого типа используются при низком или среднем расходе жидкости, но могут развивать любой напор. Второй вид, представляющий собой два параллельных насоса в одном корпусе, предназначен для относительно большого расхода жидкости при напоре не выше средних показателей.

Конструкция трехвинтовых насосов Colfax предусматривает только одно механическое уплотнение вала, на котором установлены один или два подшипника, удерживающие вал. Осевые и радиальные гидравлические силы направлены навстречу друг к другу и взаимно компенсируются, обеспечивая внутренний гидравлический баланс, благодаря чему нагрузка на подшипник сводится к минимуму.

Все насосы этого типа, за исключением самых маленьких моделей, не способных развивать большой напор, оснащены сменными втулками, в которых вращаются винты. Мелкие и капитальные ремонтные работы уплотнений и подшипников, а также всех частей, подверженных износу, могут быть оперативно проведены на месте без остановки технологического процесса.

Центральный ведущий винт берет на себя всю нагрузку по перекачке жидкости. Два других ведомых винта совместно с центральным приводом образуют отделенные друг от друга полости между нарезками и обоймой, в которые поступает жидкость. Это обеспечивает постепенное нарастание давления. Однако полости изолированы друг от друга не полностью – между роторами предусмотрены зазоры, через которые происходят утечки. Поскольку весь процесс подачи жидкости обеспечивается работой центрального винта, крутящий момент, передаваемый на ведомые роторы, расходуется только на преодоление вязкой среды при передвижении жидкости в канале.

Форма винтов, находящихся под воздействием гидравлических сил, влияет на величину напора, развиваемого насосом. Заданную форму винтам придают обработкой на 5-координатном станке с ЧПУ, которая обеспечивает трехмерное управление и высокую точность изготовления. Силы от воздействия внешних диаметров ведомых роторов на внутренний диаметр главного ротора направлены навстречу друг другу, поэтому данные участки необходимо подвергнуть термообработке, чтобы в процессе работы они могли выдержать циклическое нагружение. В дальнейшем профили винтов подвергаются дополнительной термообработке до твердости 58 HRc, благодаря чему детали насоса становятся более стойкими к истиранию от содержащихся в жидкости примесей и дольше служат.

Теоретически напор подобных насосов зависит от скорости вращения винтов, их диаметра и угла подъема резьбы. Однако главным образом их производительность определяется кубической степенью диаметра ведущего винта. При этом обратные перетоки, возникающие из-за неизбежных ►

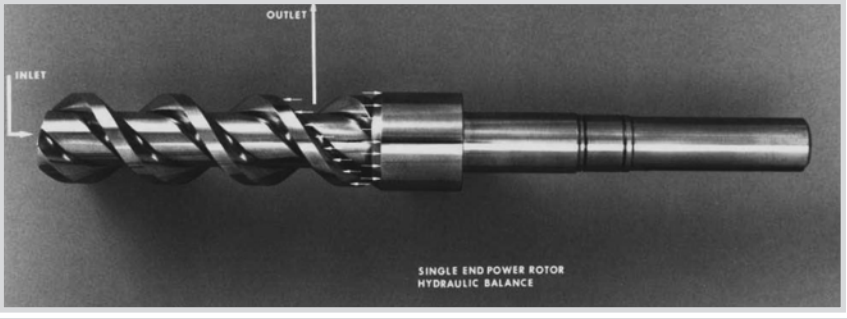


Рис. 3

зазоров, перепада давления и конечной вязкости, приводят к объемным потерям. Они прямо пропорциональны квадрату величины диаметра центрального ротора, и это обстоятельство делает использование больших насосов более эффективным по сравнению с маленькими. В целом же винтовые насосы, в отличие от центробежных, позволяют существенно сократить энергозатраты в трубопроводных системах перекачки сырой нефти.

Скорость работы всех видов насосов зависит от напора подаваемой жидкости на входе, который должен быть достаточным для избежания кавитации. Трехвинтовые насосы, как и центробежные, отличаются высокой скоростью перекачивания жидкости, при этом чаще всего используются двухполюсные и четырехполюсные электродвигатели. Однако они справляются и с такими задачами, где требуется сохранять низкую скорость процесса перекачки, например при большом расходе и степени вязкости среды или в случае, если на входе допускается только малое давление.

Высокая скорость работы насоса необходима при подаче маловязких жидкостей. Во время перемещения таких сред на участках ведомых винтов, подверженных нагрузкам, образуется гидродинамическая пленка жидкости, оказывающая сопротивление радиальным гидравлическим силам. По такой же схеме работают и гидродинамические подшипники скольжения, применяемые в турбостроении.

В некоторых случаях трехвинтовые насосы должны перекачивать жидкость под давлением 310 бар, вследствие чего различные части насоса испытывают на себе влияние больших нагрузок. Благодаря гидравлическому балансу создается равновесие воздействующих сил в двух плоскостях, что сводит к минимуму нагрузки на подшипники и обеспечивает оборудованию больший срок службы.

Для достижения гидравлического баланса осевых сил в насосах одностороннего типа используют прием компенсатора, который может подаваться в двух местах. В первом случае на центральном винте, с нагнетательной стороны винтовой нарезки устанавливается уравновешивающий поршень (фото 3). Диаметр поршня подбирается в соответствии с диаметром нарезки ведущего винта, воспринимающей давление нагнетания. В результате противодействующие силы взаимно уравновешивают друг друга, что позволяет насосу работать в режиме баланса сил. Уравновешивающий поршень вращается в неподвижной втулке, в которой предусматривается небольшой зазор. Втулка изготавливается из прочных металлов и имеет покрытие, защищающее от эрозии. Ведущая сторона вала внутренне или внешне присоединяется к входному каналу насоса. При этом механическое уплотнение, воспринимающее номинальное давление на входе насоса, очищается от загрязняющих частиц благодаря утечкам через рабочий зазор.

Во втором случае выходное давление концентрируется на нагнетательных сторонах ведомых винтов. С помощью различных приспособлений оно подается к небольшим разгрузочным полостям на входе ведомых роторов (рис. 4). Таким образом, создается противодавление, уравновешивающее осевые силы в насосе и обеспечивающее осевой баланс.

Эффективное пространство лишь немного уступает площади выхода, поэтому встречные осевые силы, воздействующие на ведомые винты, приблизительно равны. Вследствие этого дополнительные винты работают на сжатие. Если под воздействием какой-либо силы они передвигаются к области разгрузки, то снижение давления на область уплотнительного кольца и заплечика или гидростатической площади контакта возвращает их в исходное положение. На фото 4 представлен стационарный силовой узел (заштрихованная область) и закрепленная радиальная балансирующая втулка, которая сама находит необходимое для работы местоположение. Давление на выходе подается к втулке через внутренние каналы в насосе или в самом роторе. Внизу виден гидростатический кармашек, выполненный в торцовой поверхности ведомого винта. К нему также подводится давление ►

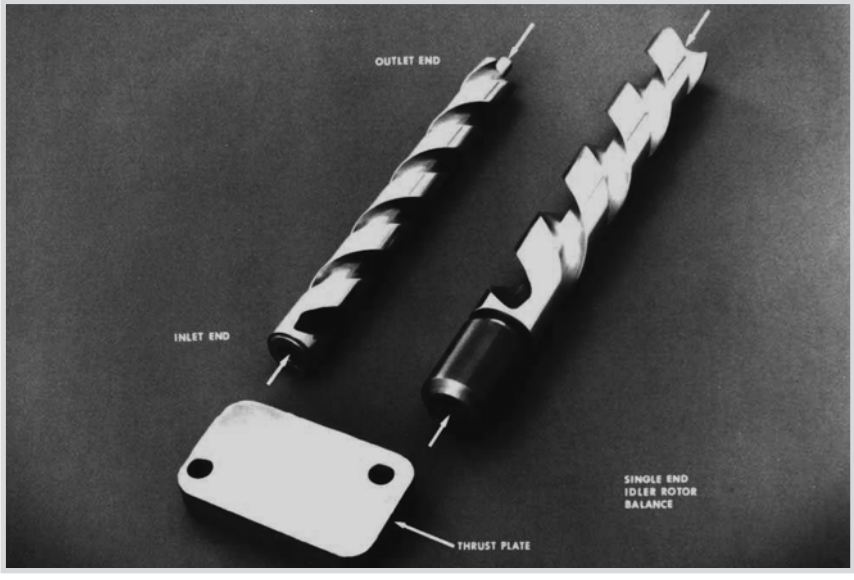


Рис. 4

to resist wear due to the fine contaminants.

In a radial direction, three screw pumps achieve power rotor hydraulic balance due to symmetry. Equal pressure acting in all directions within a stage or wrap results in no radial hydraulic forces since there are no unbalanced areas. The power rotor frequently has a ball bearing to limit end float for proper mechanical seal operation, but it is otherwise under negligible load. Idler rotor radial balance is accomplished through the generation of a hydrodynamic liquid film, in the same fashion as a journal or sleeve bearing (see Figure 7).

The eccentricity of the rotating idler rotors sweeps liquid into a converging clearance, resulting in a pressurized liquid film. The film pressure acts on the idler rotor outside diameters in a direction opposing the hydraulically generated radial load (see diagonally opposing arrows indicating direction of loading).

Increasing viscosity causes more fluid to be dragged into the pressurized film, causing the film thickness and thus pressure supporting capability to increase. The idler rotors are supported in their respective housing bores on liquid films and have no other bearing support system. Within limits, if differential pressure increases, the idler rotor moves radially towards the surrounding housing bores.

The resulting increase in eccentricity increases the film pressure and maintains radial balance of the idler rotors. For high suction pressure applications (as in boost stations) special balancing techniques, such as changing the balance piston area or double extending the power rotor, can reduce radial forces to a minimum.

As versatile as three screw pumps are, they are still not suitable for some applications. While many advances in materials engineering are taking place, state-of-the-art three screw pumps have too great a galling tendency on very corrosion resistant materials, such as high nickel steels. A twin screw pump should be considered for corrosive liquid applications in order not to lose the efficiency advantage of screw pumps.

Twin Screw Pumps: Principle Applications

Two screw or twin screw pumps can handle applications that are well beyond many other types of pumps, including three screw designs. Twin screw pumps are especially suited to very low available inlet pressure applications, and more so if the required flow rates are high.

Services similar to three screw pumps include crude oil pipeline, viscous product processing, synthetic fiber processing, barge unloading, fuel oil burner and fuel oil transfer. Unique applications include:

- Adhesive manufacturing
- High water-cut crude oil
- Light oil flush of hot process pumping
- Paper pulp production needing to pump over about 10 percent solids
- Nitrocellulose explosive processing
- Multiphase (gas/oil mixtures) pumping
- High air content tank stripping service
- Cargo off-loading with ballast water as one of the fluids

Design and Operation

The vast majority of twin screw pumps are of the double suction design (see Figure 8).The opposed thread arrangement provides inherent axial hydraulic balance due to symmetry. The pumping screws do not touch each other, thereby lending themselves to manufacture from corrosion resistant materials. The timing gears serve to synchronize the screw mesh as well as transmit half the total power input from the drive shaft to the driven shaft.

Each shaft effectively handles half the flow and thus half the power. Each end of each shaft has a support bearing to overcome the radial hydraulic loads, which

are not otherwise balanced. The timing gears and bearings are external to the liquid pumped. They need not rely upon the lubricating qualities of the pumped liquid nor its cleanliness. Four mechanical shaft seals keep these bearings and timing gears isolated and operating in a controlled environment.

Figure 9 illustrates hydraulic radial forces on a twin screw pump rotor due to differential pressure. These forces are uniform along the length of the pumping threads and cause deflection for which running clearance must be provided in the surrounding pump body.

Deflection must be kept to a minimum because greater deflection requires larger clearances, resulting in more slip flow or volumetric inefficiency. Excessive deflection damages the surrounding body and/or contributes to rotating bend fatigue, which ultimately results in shaft breakage. Large diameter shafts and screw root sections are used to maintain minimum deflection.

Depending on the machining direction of the threads (left or right hand) and the direction of shaft rotation, the pump manufacturer can cause deflection in either of the two radial directions, up or down for a horizontal pump. These radial deflection loads are absorbed through externally lubricated antifriction bearings.

Radial loads are proportional to differential pressure across the pump. Higher differential pressure produces higher radial loads or forces. Smaller lead angles of the screw set reduce these radial loads and reduce the flow rate. Larger lead angles increase the flow rate as well as the radial loading. Bearings are usually sized to provide 25,000 or more hours L10 bearing life at maximum allowable radial loading and maximum design operating speed. Because of this pumpage-independent bearing system, twin screw pumps with external timing gears and bearings can handle high gas content as well as light oil flushes, water, etc.

Twin screw pumps are manufactured from a broad range of materials, including 316 stainless steel. When extreme galling tendencies exist between adjacent running components, a slight increase in clearance is provided to minimize potential for contact during upset conditions. In addition, the stationary bores in which the screws rotate can be provided with a thick industrial hard chrome coating that further reduces the likelihood of galling and also provides a very hard, durable surface for wear resistance.

Such coatings do, however, require the capability of inside diameter grinding to achieve finished geometry within tolerances. For highly abrasive services, the outside diameter of the screws can be coated with various hard facings to better resist wear. Among these coatings are tungsten carbide, stellite, chrome oxide, alumina titanium dioxide and others.

Medium and high viscosity operations are not the only regions where multiple screw pumps bring advantages to the end user. Low viscosity combined with high pressure and flows less than approximately 450-gpm (100-m3/h) are excellent screw pump applications. The combination of modest flow, low viscosity and high pressure is a difficult service. This is a typical application for reciprocating pumps in crude oil pipelines.

Reciprocating pumps require pulsation suppression devices in the suction/discharge to avoid excessive vibration on the piping system, which is a potential environmental concern. Ongoing research and development efforts will further extend the capabilities/capacities of these machines, allowing better performance over a broader range of applications.

Multiple screw pumps are uniquely suited to many of the applications in the oil and gas market and offer long term benefits to their users, including higher efficiency, pulseless flow, smaller footprints and equipment that is easily maintained.

на выходе. Зазор на рисунке сильно преувеличен, в действительности его величина лишь несколько тысячных дюйма.

Для гидростатических торцовых по-верхностей ведомых роторов предусматривается специальная защита от коррозии, возникающей при перекачивании загрязненных жидкостей. Для придания большей прочности их подвергают процессу азотирования либо изготавливают из стойкого к коррозии карбида вольфрама. Затем их подбирают к размеру входа ведомых винтов, при этом обязательно остается запас на деформацию. Втулка по внутреннему диаметру и область заплечика также укрепляются азотированием. Оба технологических приема предназначены для повышения износостойкости деталей от мельчайших частиц абразивных примесей.

В трехвинтовых насосах Colfax, благодаря симметричному расположению винтов, нагрузки на центральный ротор сбалансированы в радиальном направлении. Внутри каждого витка давление распространяется равномерно, и радиальные силы перестают действовать, поскольку все участки воспринимают одинаковую нагрузку. На ведущем винте, как правило, устанавливается шариковый подшипник, чтобы сократить осевой зазор и обеспечить бесперебойную работу торцевого уплотнения, однако нагрузки на него несущественны.

Радиальный баланс ведомых винтов достигается благодаря образованию гидродинамической жидкостной пленки, выполняющей функцию подшипников (фото 5). Отклонение ведомых винтов от соосности приводит к тому, что жидкость перетекает в сужающийся зазор и образуется заторможенный слой. Он оказывает давление на внешние диаметры винтов в направлении, противоположном радиальной гидравлической нагрузке (на фото 5 диагональными стрелками обозначены направления нагрузок).

Чем выше вязкость, тем больше толщина пограничного слоя и тем больший перепад давления может держать зазор. Благодаря пленке, ведомые роторы удерживаются в положении в отверстиях корпуса, что снимает необходимость в системе подшипников. Если перепад давления увеличивается, то винты перемещаются радиально к стенкам окружающих отверстий. Большее отклонение от насоосности приводит к увеличению давления на пограничный слой и сохраняет радиальный баланс ведомых винтов. Когда давление на входе очень высоко, например на промежуточных усилительных станциях в системах трубопровода нефти, используются специальные технологии обеспечения баланса, например изменение площади уравновешивающего поршня. Они позволяют свести радиальные силы к минимальному значению.

При всей своей универсальности и гибкости в применении трехвинтовые насосы могут использоваться все же не во всех случаях. Так, они сильно подвержены коррозийному износу, несмотря на то что изготавливаются из самых прочных на сегодняшний день материалов, таких как никелевая сталь. Здесь им на помощь приходят двухвинтовые насосы Colfax / Warren, Houttuin, которые прекрасно справляются с задачей перемещения агрессивных жидкостей и также обеспечивают высокую производительность.

В дополнение к названным выше преимуществам, винтовые насосы Colfax обладают и целым рядом других достоинств. Они обеспечивают пропорциональную подачу жидкости, неизменность продукта в процессе перемещения, ровный поток на выходе и минимальный уровень шума. Кроме того, насосы позволяют изменять направление перекачки, обладают простой конструкцией и не загрязняют окружающую среду. Благодаря своей эффективности и неприхотливости в эксплуатации, винтовые насосы Colfax незаменимы для решения многих промышленных задач. ■

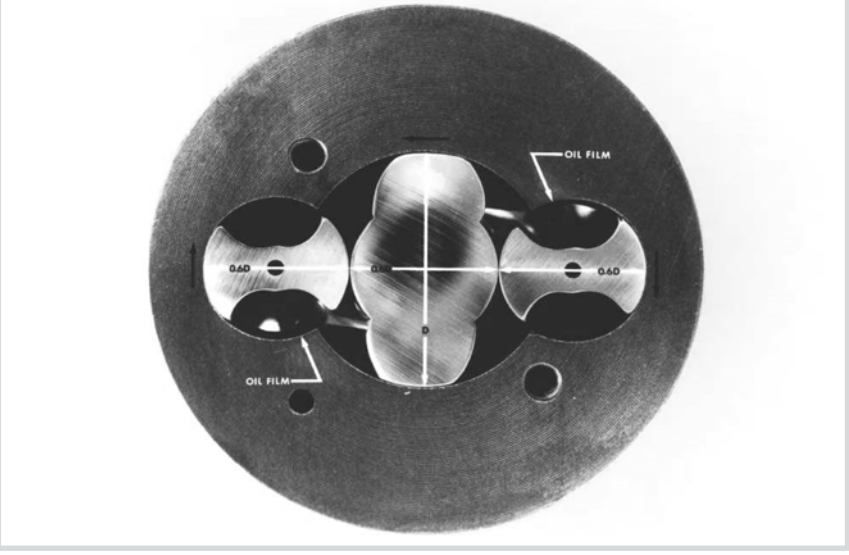


Рис. 5

Вот уже свыше 20 лет компания «Avalon Sciences Limited» (ASL) остается лидером в производстве ВСП-записывающей и обрабатывающей аппаратуры.

СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА КОМПАНИИ «AVALON SCIENCES LIMITED» – ЛУЧШИЙ ВЫБОР ДЛЯ ВСП И СКВАЖИННОГО МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

УИЛЬЯМ ХОЛЛ менеджер по маркетингу **AVALON SCIENCES LIMITED (ASL)** США, г. Соммерсет

Высокоточная «GeochainTM» – модульная система, сочетающая в себе целый комплекс трехкоординатных приемных устройств, выбор которых определяется условиями применения, – может быть использована на 48 уровнях. Обладая стандартными температурными настройками в 180°С и особыми аналоговыми вставками, отрегулированными на 230°С, а также способностью выдерживать давление до 1700 Бар, она представляет собой систему, наиболее приспособленную для работы в самых неблагоприятных условиях скважины. Сегодня она играет главную роль при проведении пассивных и активных микросейсмических исследований. Эта система с успехом используется в самых разных целях, но наиболее часто ее применяют для мониторинга гидравлического разрыва пласта, а в последнее время – и для мониторинга нагнетания воды в пласт. Аппаратура производства компании «ASL» устанавливается в непосредственной близости от изучаемой скважины, и в обычных условиях в подобных операциях задействованы 12-уровневые системы на весь период воздействия на пласт, который может растянуться на несколько недель. Проведены сотни исследований в США и во многих странах мира, включая работы на горячих скважинах в Канаде, где система «GeochainTM» оказалась единственной, способной выдержать воздействие высоких температур. Например, компания «ARAMCO» в Саудовской Аравии использует наши устройства в режиме непрерывной и бесперебойной 30-дневной работы.

Для целей ВСП по всему миру были проведены обширные исследования с помощью системы «GeochainTM», включая заказанные компаниями «Shell» и «BP», в Мексиканском заливе и на территории материкового Китая. В большинстве случаев были развернуты комплексы 30-32 уровня. Иногда подобные исследования требуют непрерывной работы в течение многих недель. ВСП-мониторинг таких масштабов занимает намного больше времени и обходится в несколько раз дороже, чем аналогичные работы на ближней сейсмической косе. Компания «ASL» развивается стабильно и неуклонно. В ее штаб-квартире в Англии введены в действие изготовленные по требованию заказчиков уникальные технические средства, а по всему миру вступили в строй еще 5 новых баз производственного обслуживания скважин. Стремясь расширить географию своих операций, компания «ASL» продолжает внедрять технологические новинки и совершенствовать выпускаемые ею изделия. Ожидается, что уже в этом году будет запущен в серийное производство новый комплекс «SLIM GeochainTM» (43 мм), который позволит проводить ВСП и микросейсмический мониторинг в скважинах малого диаметра и нагнетательных скважинах.

Система сбора и обработки данных «VSProwessTM» производства компании «ASL» совместима со всеми приборами, конфигурациями и видами выполняемых работ. Она представляет собой единичную поверхностную панель «GeochainTM Surface Panel» (GSP), соединенную с обычным персональным компьютером. Эта схема также служит для управления технологической новинкой компании «ASL» – устройством RSS-2, контроллером групповых сейсмоисточников, который осуществляет взрывание, настройку и запись форм волн для всех типов взрывных сейсмических источников. ■

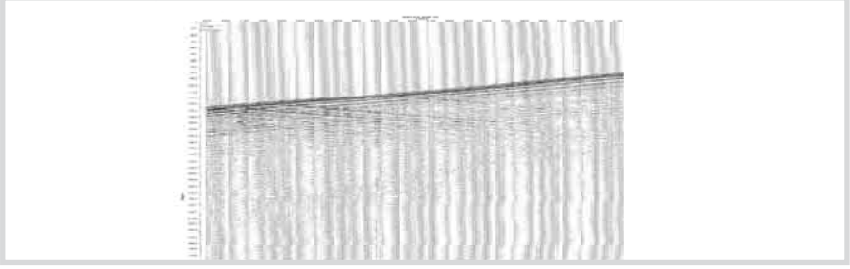


Рис. 1 Figure 2. A heavy crude three screw pump on pipeline service in Western Canada.

AVALON SCIENCES LIMITED SYSTEMS PROVING BEST AVAILABLE FOR VSP AND BOREHOLE MICRO-SEISMIC MONITORING

Avalon Sciences Limited (ASL) has been an industry leader in the manufacture of VSP recording and processing equipment for over 20 years. The highly specified GeochainTM, a modular system utilising a variety of tri-axial receivers depending on application, can be used up to 48 levels. With standard temperature specification of 180°C and special analogue insert versions rated up to 230°C, and pressure capabilities of 1700BAR, it is a system that will handle the most hostile of well conditions. It has now evolved as a leading system for both passive and active Micro-Seismic studies. Having been deployed for a variety of such applications, the most frequent usage has been for the monitoring of Hydraulic Well Fracturing with expanding usage in Water Injection. ASL tools are deployed in nearby wells to the 'treatment' wells and typically 12 level systems are used over the treatment period which can be a number of weeks. Hundreds of jobs have been carried out including hot wells in Canada, where GeochainTM was the only system able to withstand the high temperatures, in the USA and around the world. The tools are being used for ARAMCO in Saudi Arabia with 30 days continual, uninterrupted deployment.

For VSPs, massive surveys have been conducted with GeochainTM all over the world, including for Shell and BP, in the Gulf of Mexico and on land in China (see fig.). In most cases around 30-32 levels were deployed. Sometimes such surveys require continuous deployment for weeks at a time. VSP surveys of this magnitude take far longer and are far more costly when using shorter arrays.

ASL are an expanding organisation with brand new custom built facilities at headquarters in England and now 5 other Outlet/Support bases around the world. Still intent on expanding its geographical spread, ASL continue to add further technologies to complement their current products. A major announcement later this year will be a new SLIM GeochainTM (43mm) this will allow deployment for VSP's and Micro Seismic Monitoring in slim holes and in Treatment Wells.

The ASL Acquisition System/ Data Processing system, VSProwessTM is compatible with all tools, configurations and types of operations undertaken and comprises a single GeochainTM Surface Panel (GSP) interfaced with a standard PC. This also controls ASL's sophisticated RSS-2, an array source controller that handles the firing, tuning and recording of signatures for any type of explosive seismic sources.

ASL
Avalon Sciences Ltd
LEADERS IN VSP TECHNOLOGY

ASL manufacture world leading down-hole multi-level seismic receivers, recording and processing systems for VSP surveys and MICRO-SEISMIC studies. All ASL products are designed to provide customers with the highest quality data with the minimum amount of operating time.

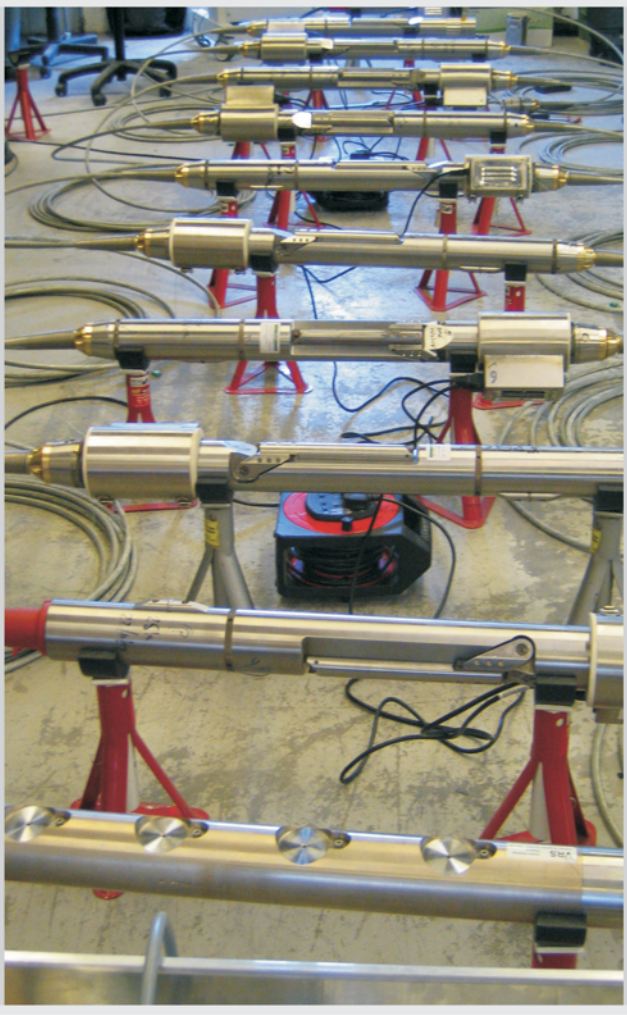
Avalon Sciences Ltd (ASL) – ведущая мировая компания-изготовитель многоуровневых скважинных сейсмоприемников, систем регистрации и обработки данных ВСП и МИКРО-СЕЙСМИКИ. Вся продукция ASL обеспечивает высочайшее качество данных при минимуме затрат рабочего времени.

VISIT WWW.AVALONSCIENCES.COM **НА НАШЕМ САЙТЕ**

To discover the full-range of ASL products and how they could benefit your business.

GEOCHAIN

- Up to 48 levels Real Time Data
- 24 Bit ADC
- 8:1 Locking force 180 Celsius
- Unique Cooling for continuous operation 1700 BAR



Вы ознакомитесь с полным спектром продуктов ASL, и узнаете, как эти продукты могут помочь вашей работе.

Характеристики системы GEOCHAIN

- До 48 уровней регистрации данных в режиме реального времени
- 24-разрядный аналого-цифровой преобразователь
- Усилие прижимного устройства 8:1 до 180°C
- Уникальная система охлаждения, обеспечивающая непрерывную работу аппаратуры 700 атмосфер

Avalon Sciences Ltd Avalon House,
Bancombe Road Somerton,
Somerset U.K.
TA11 6SB Tel. +44 (0) 1458 270000

На сегодняшний день перед технологией покрытий труб газонефтепроводов стоят определенные задачи. Соответствующие данным требованиям материалы, такие как Scotchkote 352, Amercoat 385PM, Copon Hycote 165, Protegol 32-55R(RR) и аналоги, являются двухкомпонентными материалами и требуют специального оборудования для нанесения.

WIWA-техника горячего распыления для защиты трубопроводов

Немецкая компания WIWAWilhelm Wagner GmbH & Co. KG с ее более чем 60-летней историей является одним из мировых лидеров по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким временем жизни. Полувековой опыт, постоянное стремление к совершенству и высочайшие требования к качеству являются залогом успешного существования в наше стремительно меняющееся время. Сегодня для нанесения вышеупомянутых материалов WIWA предлагает установки серии DUOMIX. Данное оборудование благодаря постоянному усовершенствованию зарекомендовало себя как:

- надежное в эксплуатации;
- простое в обслуживании.

Из данной серии для выполнения поставленных задач выпускаются три модели установок с фиксируемыми соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, оберегающая также от перерасхода материала в случае сбоя установки.

Забор компонентов может выполняться по желанию заказчика как из оригинальных 200-литровых бочек насосами подачи, так и либо из воронок, либо напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Трехступенчатая система нагрева компонентов.

Обогреваемые шланги раздельной подачи компонентов с циркуляцией.

Выносной смесительный блок - пневматического управления.

Система промывки (очистки).

Вид исполнения может быть либо на тележке, либо на раме для крепления внутри контейнера. Насосы могут крепиться на лифтах-подъемниках. По желанию клиента установки могут укомплектовываться подпитывающими насосами. Концепция каждой установки разрабатывается непосредственно под каждого заказчика.

• WIWADUOMIX 230

Данная модель хорошо зарекомендовала себя для ремонтных работ газопроводных магистралей в тяжелых полевых условиях – как на севере, так и на юге.

• WIWA DUOMIX 300 И 333

Рациональное покрытие больших поверхностей. Данные установки хороши там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел – заводские линии нанесения покрытий. Совершенное решение для всех областей применения.

Технические характеристики

Соотношение смешивания.....от 1:1 до 8:1
Подача за ДХ.....до 700 см^3
Усиление.....до 85:1

Благодаря особому дизайну WIWA DuoMix может быть использована и как 3К установка.

WIWA-ТЕХНИКА ДЛЯ ОГНЕЗАЩИТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ, ТРУБОПРОВОДОВ ►

Duomix 300

Duomix 333

Duomix 230

• DUOMIX 333 PFP

WIWA 2К-распылительная установка класса высочайшей производительности

Для нанесения специальных огнезащитных материалов, защищающих конструкции при пожарах с чрезвычайно высокими температурами. На всех объектах оффшорной нефтяной и газовой промышленности должны соблюдаться правила пожаро-, взрывобе-зопасности, поэтому необходимо производить обработку специальными материалами, которые соответствуют этим требованиям, не горят долгое время при определенных температурах. CHARTEKO7, Pitt-Char XP, Fire Barr 200, Firetex M90 – новейшие разработки всемирно известных термоизолирующих огнезащитных материалов фирм International Coatings Ltd, PPG Industries, Inc., Sigma Coatings B.V. и Leigh's Paints прошли сертификацию и получили доступ для применения на различных объектах нефтяной и газовой промышленности РФ. Соответственно для нанесения таких покрытий должно использоваться специальное оборудование. В результате сотрудничества с ведущими производителями огнезащитных материалов компания Wiwa разработала и оптимизировала высокопроизводительные и надежные 2К-установки специально для нанесения таких покрытий.

По результатам успешных тестов 2К-оборудование Wiwa Duomix 333 PFP сертифицировано для работы с этими материалами. В установке Wiwa Duomix 333 PFP подача компонентов осуществляется особыми черпающими насосами высокой производительности, подающие насосы смонтированы на пневматических лифтах, многочисленные точки замера температуры легко отслеживаются на крупном дисплее, предусмотрено автоматическое отключение следящей системой за давлением и соотношением смешивания, а также есть система слежения уровня материала в напорных емкостях с автоматическим наполнением.

Технические характеристики

Соотношение.....2.33:1
Усиление.....61:1
Подача за цикл.....329 куб. см (11. fl.oz.)
Потребление сжатого воздуха.....
прим. 1000 л/м при мах. 8 бар
Электропитание.....400 Вольт
Вес.....1100 кг
Размеры.....2.56x1.30x1.98 м

Также для работы с термоизолирующими огнезащитными материалами используется и стандартное Wiwa Airless оборудование. Например, Hekules PFP поставляется с электрической или пневматической мешалкой, смонтированной на раме. Усиление до 75:1, подача за цикл до 360 см^3, вес 230 кг, широкий ассортимент дооснащения по запросу.

• FLEXIMIXII

2К-распылительная установка для промышленности с регулируемым соотношением смешивания Данные установки позволяют регулировать соотношение смешивания компонентов путем задачи данных с пульта управления.

Технические характеристики

Соотношение смешивания...от 1:1 до 10:1
Усиление.....от 32:1 до 64:1
Макс, давление распыления.... 450 bar Область применения. Толстослойные покрытия больших поверхностей в оффшорной и судостроительной промышленности, защитные и антикоррозионные, звукопоглощающие и огнезащитные покрытия, машиностроение и автоматические окрасочные линии. ■

Рис.

ПРОСТО НАДЕЖНО ОУРОВО ОЛИМП

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ-WIWAWILHELM WAGNER GMBH & CO (ГЕРМАНИЯ)
Компания «Олимп и К» - официальный дистрибьютер WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co
198152, г. Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, 69, оф. 215,
Тел.: +7 (812) 703-36-94, +7(812)703-73-56
www.WIWA.su

FleximixII

НАДЁЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ – НАШ САМЫЙ ГЛАВНЫЙ ПРОДУКТ

Компания «HUESKER Synthetic GmbH» (Германия) является одним из мировых лидеров в разработке инженерных решений с использованием геосинтетических материалов. Существуя более 140 лет (из которых более пятидесяти последних лет компания занимается производством геосинтетических материалов и разработкой инженерных решений с их применением), компанией HUESKER накоплен огромный теоретический и практический опыт, что в сочетании с высоким качеством продукции, высоким потенциалом в области инноваций и компетенцией сотрудников дает высокую эффективность разрабатываемых решений в 84 странах мира.

В России геосинтетические материалы производства компании «HUESKER Synthetic GmbH» находят широкое применение в нефтегазовом, дорожном, железнодорожном и аэродромном строительстве, гидротехнике и других отраслях. Геосинтетические материалы производства HUESKER Synthetic позволяют решать такие инженерные задачи, как балластировка и защита трубопроводов от механических повреждений, инженерная защита грунтов от водной и ветровой эрозии при подземной прокладке трубопроводов, возведение внутрипромысловых дорог и площадок на слабых основаниях, возведение подпорных стенок и конструкций из армогрунта, гидроизоляция, инженерная защита от карста и другие.

Работая в полном соответствии с Международным Стандартом Качества ISO 9001, мы обеспечиваем всестороннюю поддержку наших партнёров – от стадии проектирования до укладки материалов на строительной площадке.

HUESKER предлагает своим клиентам широкую гамму продуктов: плоские и пространственные георешётки, геоткани (в том числе вязаные), геокомпозиты, нетканые материалы, бентонитовые маты для использования в различных сферах строительства и другие продукты. Материалы производятся из высококачественного сырья (полиэстер, поливинилалкоголь, полипропилен, арамид, полиамид и другие), при этом имеется возможность изготовления геосинтетических материалов под требования конкретных проектов с необходимыми физико-механическими свойствами. Все предлагаемые нами материалы:

HaTelit®	Stabilenka®	Fornit®
HaTe®	Comtrac®	Duogrid®
Fortrac®	Fortrac®3D	Incomat®
NaBento®	Ringtrac®	Robutec®

– производятся на собственном заводе в Германии.

HUESKER гарантирует:

- высокое качество производимой продукции благодаря внедрению новейших производственных технологий и постоянному контролю качества (сертификация производства по EN ISO 9001:2000, лаборатории по EN ISO/IEC 17025:2005, внешнего контроля качества по DIN 18200);
- квалифицированный контроль текущего производства в собственной лаборатории и внешний контроль государственными институтами по испытанию материалов.
- наличие российских сертификатов соответствия на всю продукцию. ■

Представительство Huesker Synthetic GmbH в России:
ул. Тверская, 16, строение 1
Офис 901Б
125009 Москва
Телефон:+7 (495) 221-42-58
+7 (495) 221-42-61
Телефон/Факс: +7 (499) 725-79-08
info@huesker.ru
www.huesker.ru

Huesker Synthetic GmbH
Fabrikstraße 13-15
48712 Gescher
GERMANY
Тел.: + 49 25 42 / 701 - 0
Факс: + 49 25 42 / 701 - 499
info@huesker.de
www.huesker.com

Геосинтетические материалы HUESKER
– надежно и эффективно!

HUESKER

Представительство в России

Тел. (495) 221 42 58
(495) 221 42 61
Факс. (499) 725 79 08
E-Mail info@huesker.ru

RELIABILITY AND EFFECTIVENESS ARE OUR MAIN PRODUCTS

HUESKER Synthetic GmbH (Germany) is one of the worldwide leaders in the development of engineering solutions with geosynthetic materials. Existing more than 140 years (more than fifty recent years the company has been engaged in the manufacturing of geosynthetic materials and in the development of the engineering solutions with their application), HUESKER Synthetic GmbH has amassed great theoretical and practical experience, which combining with high quality products, high potential in the field of innovations and the employees' competence, results in high efficiency of the solutions developed in 84 countries all over the world.

In Russia, the geosynthetic materials produced by HUESKER Synthetic GmbH, find a wide application in road, airfield, railway building, oil&gas, hydrotechnics and other industries. The geosynthetic materials produced by HUESKER Synthetic enable to resolve such engineering challenges as the ballasting and protection of pipelines from mechanical damage, engineering protection of soils from water and wind erosion when the pipelines are laid underground, erection of infield roads and sites on soft foundation, erection of retaining walls and structures from reinforced soil, water isolation, engineering protection against karst, etc.

Working up to the International Quality Standard ISO 9001, we provide all-round support to our partners – from design stage to the installation of the materials at the site.

HUESKER offers its customers a wide range of products: geogrids, geofabrics (including knitted ones), geocomposites, nonwoven materials, bentonite mats and other products to be used in various spheres of construction. The materials are made from high quality raw materials (polyester, polyvinylalcohol, aramid, polyamide and others); at the same time, there is a possibility of manufacturing geosynthetic materials to meet the requirements of specific projects with the necessary physical and mechanical properties. All the materials offered by us, such as

HaTelit®	Stabilenka®	Fornit®
HaTe®	Comtrac®	Duogrid®
Fortrac®	Fortrac®3D	Incomat®
NaBento®	Ringtrac®	Robutec®

are produced at the company's own plant in Germany.

HUESKER guarantees:

- high quality of the products manufactured by virtue of the introduction of the newest production technologies and on-going quality control (production certified according to EN ISO 9001:2000, laboratories certified to EN ISO/IEC 17025:2005, external quality control to DIN 18200);
- qualified control of current production in the company's own laboratory and external control exercised by the state institutes for materials testing.
- we hold Russian conformity certificates for all the products.

Ваш партнер во всем мире !

Fortrac® Stabilenka® HaTelit® Comtrac® Duogrid® Incomat® Fornit® NaBento® Ringtrac®

TÜV CERT EN ISO 9001

Deutscher Akkreditierungs Rat DAR
DAP-PL-3226.00
Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17025

ivg MITGLIED INDUSTRIEVERBAND GEOKUNSTSTOFFE

CE

BBA BRITISH BOARD OF AGRÉMENT
TECHNICAL APPROVALS FOR CONSTRUCTION

В наши дни люди не мыслят свою жизнь без использования электроэнергии во всех сферах жизни – в быту и промышленности. С одной стороны, потребление электроэнергии обеспечивает высокий уровень жизни и комфортности, с другой – таит опасность возникновения катастроф и несчастных случаев при ее неправильном использовании.

НАРОДНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ»

«НП «Подольсккабель» одним из первых среди кабельных заводов освоил выпуск бронированного кабеля с изоляцией из полиэтилена с длительно допустимой температурой нагрева жил +90^{0}С марки КПБП-90, который успешно эксплуатировался на протяжении 20 лет без достойной альтернативы. Сейчас же ассортимент нефтепогружного кабеля насчитывает 24 марки, 168 маркоразмеров в диапазоне длительно допустимой температуры нагрева жил до +150^{0}С включительно. На новые марки кабеля получено «Свидетельство на полезную модель», а в 2008 году эти марки удостоились диплома «Российское качество» как свидетельстве высокого качества продукции.

В настоящее время ОАО «НП «Подольсккабель» может предложить широкую гамму нефтепогружных кабелей для ЭЦН как по требованиям к длительно допустимой температуре нагрева токопроводящих жил, так и по удовлетворению технических требований различных потребителей. Все кабели изготовляются в строгом соответствии с требованиями ГОСТ Р 51777-2001.

Повышенная теплостойкость кабелей достигается за счет применения уникальной технологии (в настоящее время в России используется только на заводе «Подольсккабель») четырехсторонней радиационной сшивки материалов ускорителем заряженных частиц. Спор о преимуществах сшивки материалов изоляции токопроводящих жил методом силанольной сшивки и методом радиационного модифицирования решен в пользу последнего – свидетельством этого стало приобретение оборудования и технологий еще двумя крупными производителями нефтепогружного кабеля.

В настоящее время ведутся работы по постановке на производство кабеля с температурным индексом +160ºС, опытные партии с начала года уже находятся на подконтрольной эксплуатации.

Разработаны новые марки кабелей: КПсЕБП-140 и его модификации, КПсУБП-140, КПсФБП-140 полностью соответствуют требованиям ГОСТ Р 51777-2001 и техническим требованиям и создавались с учетом требований эксплуатации в компаниях «ТНК-ВР», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть». Данные по длительно допустимой температуре нагрева токопроводящих жил и токовая нагрузка при максимальной температуре определялись при испытании серийных образцов в условиях, приближенных к эксплуатационным, хотя расчетные данные позволяют предполагать более высокую температуру (= 160^{0}С).

Перспективные марки кабелей: КИФБП-200, КИФБП-250 соответствуют требованиям ГОСТ Р 51777-2001 и техническим требованиям для группы К4 и создавались как импортозамещающая продукция.

Все марки кабеля выпускаются сечением 10, 13.3, 16, 21.15, 25, 33.3, 35 мм^2, могут изготавливаться в «плоском» и «круглом» исполнении с бронепокровом из стальной оцинкованной, а в коррозионностойком исполнении покрытой мельхиором или латунью бронеленты.

Качество выпускаемой продукции подтверждается самым главным в условиях рынка показателем – увеличением объемов заказов, а документально подтверждено сертификатом системы менеджмента качества, выданным, авторитетной в мире электротехники, нидерландской фирмой «КЕМА», и результатами проведения технических аудитов на предприятии компании «ТНК-ВР». ■

Представлены результаты комплексной обработки и интерпретации скважинных и наземных сейсмических данных, относящихся к интервалам геологического разреза, для которых нефтеперспективы на начальном этапе работ остаются не определенными вследствие их слабой изученности. Такими интервалам разреза для одной из площадей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются отложения аналога трехозерной толщи и образования кровельной части доюрского основания. Обработка сейсмических данных реализована с использованием специального графа, обеспечивающего минимальные искажения динамики сейсмической записи и возможность извлечения из нее весьма важных для поисков и промышленной разведки геологических показателей. Поскольку извлечение из сейсмических данных необходимой геологической информации оказывается довольно сложным процессом, авторами в данной статье приводится только первая часть результатов общей работы. Прежде всего это результаты обработки и автоматизированной интерпретации данных ГИС, результаты интерпретации сейсмических данных высокого разрешения по профилям, результаты необходимых структурных построений и особенностей распространения пластов в отложениях аналога трехозерной толщи. В последующей работе авторами представлены результаты прогноза геолого-геофизических параметров для отложений аналога трехозерной толщи и образований верхней части доюрского основания.

ОСОБЕННОСТИ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ В СЛАБО ИЗУЧЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕТОДОМ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩЕЙ СЕЙСМИКИ

Ф.Ф. ХАЗИЕВ
В.Л. ТРОФИМОВ
В.А. МИЛАШИН
Д.И. ЧЕРНИКОВ
А.А. КАЧКИН
А.Б. ТИМОНИН

ООО «МЕГАЦЕНТР-ПЛЮС» г. Москва

ТПП «УРАЙНЕФТЕГАЗ» г. Урай

Основное направление исследований с применением методов высокоразрешающей сейсмики ориентировано в первую очередь на изучение продуктивных горизонтов, по которым могут быть получены наиболее представительные результаты прогноза и оценки литологического состава, коллекторских свойств, характера и степени насыщения пород-коллекторов флюидами. В качестве исходных данных при этом используются скважинные и наземные сейсмические материалы наблюдений, получаемые на конкретных территориях исследований [1-6].

Между тем в процессе детальной обработки и интерпретации сейсмических данных наряду с изучением целевых продуктивных отложений приходится решать проблемные задачи по изучению тех интервалов геологического разреза, для которых нефтеперспективы на начальном этапе их решения остаются неопределенными вследствие их слабой изученности. Примером таких слабо изученных отложений является часть разреза целевых отложений по одной из площадей Шаимского района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Здесь такими являются отложения аналога трехозерной толщи, залегающей в нижнемулымьинской подсвите средне-верхневолжского возраста верхней юры J3 (на площади исследований эти отложения горизонта П0к нами условно делятся на три пласта (сверху вниз) П01, П02 и П03). Относительно слабо изученными также оказываются и образования кровельной части доюрского основания, подстилающие отложения осадочного чехла. На материалах этой площади авторами с использованием сейсмических данных высокого разрешения были выполнены детальные исследования по прогнозу наиболее важных для поисков и промышленной разведки геологических показателей [5, 6]. Эти исследования проводились как для продуктивных, так и для перспективных (недостаточно изученных) отложений.

В настоящей статье представлены результаты комплексной обработки и интерпретации скважинных и наземных сейсмических данных, непосредственно относящиеся к отмеченным выше перспективным (недостаточно изученным) отложениям, а именно к отложениями аналога трехозерной толщи (горизонту П0к) и образованиям кровельной части доюрского основания (горизонту А-А1).

Методика динамической обработки сейсмических данных и комплексной интерпретации результатов с данными ГИС нами достаточно подробно изложена в работе [5]. Не останавливаясь на деталях такой обработки, отметим лишь, что материалы скважинных и наземных сейсмических наблюдений обрабатывались с использованием специального графа, обеспечивающего минимальные искажения динамики сейсмической записи и возможность извлечения из этой записи весьма важных для поисков и промышленной разведки геологических показателей. Отличительной особенностью такой обработки явилось использование процедуры сейсмической инверсии по исходным сейсмограммам и окончательным временным разрезам. С применением этой процедуры непосредственно реализуется обращение трасс сейсмической записи в распределения по вертикали эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) и эффективных акустических жесткостей (АЖ) [5, 6].

Авторы в процессе формирования детальной геоакустической модели и прогноза литологического состава, коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов продуктивных и перспективных толщ, т.е. решения довольно тонких задач нефтяной геологии сейсмическими методами, использовали отечественные высокотехнологические методы обработки и интерпретации материалов геофизических наблюдений – технологию высокоразрешающей сейсмики (ВРС-Гео) [1-6]. Из зарубежных программно-технологических средств применялись система OMEGA компании Western Geco и интерпретационная система GeoGraphix DiscoveryTM R2004.1, v.8.5 компании Landmark Graphics Corporation.

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС

В соответсвии с разработанной технологической схемой обработки и интерпретации скважинных и наземных сейсмических материалов наблюдений на начальном этапе по данным ГИС в скважинах выполнялась оценка литологического состава, коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности отложений продуктивных и перспективных интервалов разреза. В работах [1-5 и др.] описан применяемый нами для этого способ, основанный на интеграции геофизических параметров в единую геологическую информационную систему посредством функциональных преобразований геофизических параметров. Довольно подробно методика использования процедур этого способа обработки на материалах ГИС изложена в указанных выше работах.

В настоящей статье остановимся только на результатах обработки данных ГИС, имеющих отношение к комплексной интерпретации этих данных с сейсмическими материалами исследуемой площади. По результатам комплексной интерпретации в первую очередь формируется детальная геоакустическая модель в вертикальном сечении разреза скважины, которая непосредственно используется для прогноза геологических показателей в продуктивных пластах на разрезах и по площади исследований.

Так, в одной из двух имеющихся на площади работ скважине 12291 были вскрыты отложения нижнемелового и верхнеюрского комплексов в интервале глубин 1802.4-1896.4 м, а также образования доюрского основания (на глубинах 1896.4-1940 м) (рис. 1). Нижнемеловые отложения, вскрытые скважиной, представлены породами верхнемулымьинской подсвиты, а верхнеюрские ►

– породами нижнемулымьинской подсвиты и абалакской свиты. Отложения абалакской свиты в свою очередь представлены глинисто-глауконитовой пачкой (ГГП) и породами вогулкинской толщи.

Проницаемые пропластки прослеживаются в скважине только в породах верхнемулымьинской подсвиты (в интервале глубин 1826.5-1830 м) и вогулкинской толщи (1895-1896.5 м). При этом первый из указанных интервалов разреза сложен алевритистым аргиллитом и темно-серым плотным мелкозернистым песчаником на глинистом цементе с редким включением обуглившихся растительных остатков. Второй – частично аргиллитом темно-серым, плотным слюдистым с включением фауны и обуглившихся растительных остатков и преимущественно песчаником крупнозернистым, глауконитово-кварцевым с включением фауны белемнитов на глинистом цементе, а также гравелитом светло-серым, крепким, плотным на глинистом цементе [2].

Начинающееся с коры выветривания доюрское основание (в самой верхней его части) представлено в основном эффузивно-осадочными и метаморфизованными горными породами.

Для проницаемого водонасыщенного пропластка, залегающего в отложениях верхнемулымьинской подсвиты (в интервале глубин 1817-1837.5 м), максимальная песчанистость составляет 30-70% (соответственно содержание глинистого материала здесь составляет Сгл. ≈ 70-30%), пористость – Кп ≈ 8-14%. Относительно высокая величина пористости вполне позволяет относить рассматриваемый пропласток к классу коллекторов. Параметры фильтрационно-емкостных показателей для этого проницаемого пропластка достигают значений абсолютной проницаемости (график kпр) и относительной по воде проницаемости (график kпр в), равных ≈ 1 мД.

Для проницаемого водонасыщенного пропластка, расположенного в нижней части отложений абалакской свиты – непосредственно в интервале залегания осадков вогулкинской толщи (на глубинах 1895-1896.5 м) песчанистость составляет ≈ 93% (соответственно глинистость здесь составляет Сгл. ≈ 7%), пористость – Кп ≈ 17%. Фильтрационно-емкостные параметры для этого пропластка характеризуются значениями: абсолютной проницаемости kпр ≈ 15 мД, относительной по воде проницаемости kпр в ≈ 8-10 мД. Результаты испытаний в интервале глубин 1890-1938 м (охватывающем отложения практически всей абалакской свиты и значительную часть вскрытых скважиной образований доюрского основания) показали наличие притока пластовой воды дебитом Qв = 65.4 м^3/сут при пластовом давлении 180.3 атм (рис. 1).

Следует отметить, что по рассматриваемой скважине в интервале залегания пород доюрского комплекса (ДЮК) для решения задачи расчленения разреза нами применена методика качественного прогноза литотипов верхней части ДЮК на основе комплексного использования данных бурения и ГИС, как это было выпонено ранее [3]. В частности, в указанной работе с использованием вскрытых разрезов и отобранного кернового материала позднепермских и триасовых вещественных комплексов реализована увязка керна с особенностями поведения диаграмм ГИС основных методов стандартного каротажа скважин. На этой основе выполнена некоторая обобщенная классификациия типов такого разреза, в результате чего появилась возможность оценки геолого-геофизических признаков для некоторой фактической классификации типов разреза доюрского основания.

С использованием этой разработанной классификации разреза доюрского основания для рассматриваемой скважины получено его вполне приемлемое расчленение. В основу такого расчленения разреза положено определенное соответствие различных взаимных соотношений кривых методов ГИС, а также имеющаяся информация по макроописанию керна. Доюрский комплекс в интервале вскрытого разреза 1922.5-1931 м здесь, в частности, представлен метаморфическими горными породами, а в остальной части разреза доюрского основания – эффузивными и эффузивно-осадочными породами (рис. 1).

Судя по рассмотренным выше результатам обработки данных ГИС в одной из скважин, а также целому ряду других скважин, которые расположены к востоку от территории исследований [2], можно говорить о реальной возможности обнаружения здесь пластов коллекторов в отложениях абалакской свиты, мулымьинской свиты и в некоторой степени в образованиях доюрского комплекса.

Полученные по вышерассмотренной скважине результаты непосредственно использовались при анализе и настройке разрезов эффективных коэффициентов отражения и эффективных акустических жесткостей по профилям исследуемой территории на физические параметры разреза целевых отложений.

НЕКОТОРЫЕ СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ПРОФИЛЯМ

Обработка и интерпретация сейсмических данных по профилям МОГТ 2D изучаемой площади реализована, как было отмечено выше, на основе использования программ системы OMEGA компании Western Geco, технологии BPC-Гео и интерпретационной системы GeoGraphix R2004.1, v.8.5. Все особенности и детали такой обработки в полном объеме изложены в работах [5 и др.]. В данном разделе затронем лишь один из важных вопросов процесса интерпретации сейсмических данных, касающийся выделения на сейсмических разрезах адекватных отражающих границ с целью последующего формирования на этой основе тонкослоистой геологической модели разреза изучаемой реальной среды.

При интерпретации сейсмических разрезов одной из основных процедур, как известно, является корреляция целевых отражающих границ, с тем чтобы адекватно отобразить структурно-тектоническое строение на сейсмогеологических разрезах. Особую трудность при этом составляет отображение тонкослоистых сложнопостроенных моделей среды. Процедуру корреляции горизонтов на разрезах, использующих только элементы структуры волнового поля, как известно, в большинстве случаев можно выполнить для хорошо динамически выраженных отражений, что в ряде практических ситуаций оказывается не всегда возможным (прежде всего по причинам сложного геологического строения и относительно слабой выраженности целевых отраженных волн). Но дело не только в этом. Некоторые особенности в понимании этого вопроса состоят в следующем.

При детальном анализе процесса формирования структуры волнового поля, фиксируемого в условиях реальной среды, выясняется одна важная, но весьма принципиальная особенность. Она заключается в том, что сейсмическая запись образуется как суперпозиция элементарных сейсмических записей, создаваемых от каждого из элементарных пластов (элементарных границ раздела), адекватных действительному распределению акустических неоднородностей реальной среды. Причем элементарный пласт (элементарную границу) можно легко представить через шаг квантования сейсмической записи по времени (в форме кривой акустической жесткости в вертикальном сечении разреза, аппроксимируемой с применением шага квантования сейсмической записи по времени). На основании такой суперпозиции (суммирования) элементарных сейсмических записей формируется в конечном итоге результирующая интерференционная сейсмическая запись, обычно регистрируемая при полевых измерениях.

Очевидно, что продемонстрировать процесс формирования сейсмической записи как таковой на физических моделях практически невозможно. Однако сравнительно легко это можно сделать на основе решения прямой и обратной задач одномерного (или двухмерного) математического моделирования, например как это показано в работах [7, 8]. Используя результаты такого моделирования с оценкой вклада элементарных границ и толщ в интереференционную сейсмограмму, можно легко показать, что информация от элементарного пласта (элементарной границы раздела) на зарегистрированной интерференционной сейсмической записи «размазывается» по времени (временной шкале) на довольно существенную временную величину. Значение этой величины состоит из длины зондирующего сейсмического импульса плюс временная толщина самого элементарного пласта (или толщи) [7]. Последняя (толщина элементарного пласта или толщи, состоящей из некоторой суммы элементарных пластов) определяется либо только одним шагом квантования сейсмозаписи по времени (для элементарного пласта), либо некоторой совокупностью шагов квантования сейсмозаписи по времени (для толщи) в зависимости от конкретно изучаемого пласта или пропластка, который охватывается сразу несколькими шагами дискретизации. Явление (эффект) интерференции как результат суперпозиции указанных элементарных записей в любой исходной или результирующей сейсмической записи, как известно, является всеобъемлющим для любой (или каждой) конкретной записи [7, 8].

Имея, таким образом, полученную сложную интерференционную структуру волнового поля, в конечном итоге довольно сложно с высокой достоверностью откоррелировать на временном разрезе тонкую слоистость (в форме протяженных осей синфазности), адекватную изучаемому тонкослоистому ►

геологическому разрезу. Точнее, такую процедуру (корреляцию горизонтов) можно выполнить только для довольно сильных сейсмических сигналов (с использованием при структурной интерпретации соответствующих временных поправок). Но, что особенно важно, для слабых по интенсивности сейсмических сигналов это выполнить практически невозможно. Стоит при этом особо подчеркнуть, что с последними слабыми сейсмическими сигналами в большинстве случаев связаны искомые компоненты изучаемого «геологического вещества», т.е. различные прогнозируемые геологические показатели. Это обстоятельство оказывается определяющим при обосновании и реализации решения обратной динамической задачи сейсмики (для получения информации об адекватных слабоакустических неоднородностях реальной среды, на которые «отзываются» сравнительно слабые сейсмические отражения).

Для того чтобы полностью исключить из сейсмической записи эффект интерференции (неблагоприятно влияющий на процесс адекватного определения детальной внутренней структуры изучаемых нефтеперспективных отложений), применяется, как уже было отмечено выше, разработанная авторами процедура сейсмической инверсии – обращения (восстановления) сейсмической записи в распределения эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) и эффективных акустических жесткостей (АЖ). Такая процедура реализована в одной из систем технологии ВРС-Гео [1-6]. Многочисленные результаты математического моделирования показали, что задача обращения сейсмической записи решается вполне однозначно численным способом [8].

Следует при этом заметить, что «эффективные» коэффициенты отражения (ЭКО) – это, прежде всего, относительные значения коэффициентов отражения (относительные за счет соответствующих преобразований и нормировок, осуществляемых при регистрации и корректной цифровой обработке сейсмических записей), которые, в свою очередь, эквивалентны действительным (абсолютным) их значениям, но характеризующие их более высокочастотную часть. Специальной калибровки значений ЭКО для приведения их к абсолютным значениям при этом не производится. Несмотря на это (а также на отсутствие в отдельной сейсмической трассе низкочастоной компоненты акустических жесткостей) возможность использования эффективных коэффициентов отражения для определения состава и свойств изучаемых разрезов при этом не утрачивается (вся необходимая информация о составе и свойствах изучаемого разреза содержится именно в этих значениях ЭКО). Действительными же (абсолютными) значениями коэффициентов отражения в процессе их определений, как известно, могут быть только модельные, теоретические. Следует также заметить, что даже для получения адекватных значений акустических скоростей, полученных в скважине, приходится выполнять сложную нормировку данных акустического каротажа.

Фрагмент исходного временного разреза ОГТ по рассматриваемому профилю, полученному после предварительной обработки данных по специальному графу, приводится на рис. 2, а. Качественный визуальный анализ структуры полученного волнового поля при этом дает некоторые общие представления об особенностях геологического строения реальной среды в исследуемой вертикальной плоскости разреза. В общей структуре сейсмического волнового поля сравнительно четко фиксируются конседиментационные и постседиментационные особенности накопления и формирования осадков (это в основном вертикальные перемещения осадков, связанные в той или иной степени с тектоническими процессами, постседиментационные складки, разрывы и т.п.).

Пример с результатами исключения из сейсмической записи эффекта интерференции за счет применения процедуры сейсмической инверсии приведен на рис. 2, б. По-существу за счет применения этой процедуры реализовано разделение сейсмической информации на два типа информации: на информацию об источнике и о реальной среде. На этой же основе обеспечивается максимальная вертикальная разрешенность сейсмических данных – разрезов АЖ и ЭКО (рис. 2, б, в).

На разрезах эффективных акустических жесткостей и эффективных коэффициентов отражения при этом относительно легко идентифицируются особенности детального внутреннего строения продуктивной части разреза и вмещающих их отложений. Здесь в явном виде проявляются детали строения изучаемого реального разреза с точностью шага квантования сейсмической записи по времени (Δt = 0.002 с). Причем на тех участках разреза, где потенциально продуктивный пласт (интервал разреза) в разрезе эффективных акустических жесткостей (АЖ), характеризующийся как преимущественно пласт с пониженными (интегральными) значениями АЖ (рис. 2, б), на разрезе эффективных коэффициентов отражения этот пласт проявляет себя чередованием положительных и отрицательных величин эффективных коэффициентов отражения (рис. 2, в). Примерно такой же результат проявляется и на интервалах разреза с положительными (интегральными) значениями АЖ, где вполне определенно прослеживается чередование отрицательных и положительных значений ЭКО. Естественно, такой вертикальной разрешенности разреза с использованием элементов структуры волнового поля здесь достичь невозможно.

Вполне очевидно, что уменьшение шага дискретизации сейсмической записи наполовину (в частности, до Δt = 0.001 с) позволило бы на каждом из вертикальных сечений изучаемого разреза количество значений эффективных коэффициентов отражения увеличить вдвое. Указанное обстоятельство непосредственно характеризует факт высокого разрешения сейсмических материалов с использованием процедуры сейсмической инверсии, т.е. обращения как исходных, так и окончательных суммарных, после процедуры миграции, сейсмических данных.

Идентифицированным основным отражающим границам в процессе интерпретации разрезов АЖ и ЭКО, как это видно из рис. 1, б-в, присвоены индексы в соответствии с их литолого-стратиграфической приуроченностью [5]:

Б1 − кровля верхнемулымьинской подсвиты берриас-нижневаланжинского возраста нижнего мела К1;

Б − кровля нижнемулымьинской подсвиты берриас-нижневаланжинского возраста и титонского (волжского) возраста верхней юры J3;

П0к – кровля аналога трехозерной толщи в отложениях нижнемулымьинской подсвиты средне-верхневолжского возраста верхней юры J3: на площади делится условно на три слоя (сверху вниз): П01, П02 и П03;

ГГП – кровля глинисто-глауконитовой пачки (ГГП), залегающей в верхней части отложений абалакской свиты оксфорд-кимериджского возраста J3ab верхней юры;

П − кровля пласта вогулкинской толщи, залегающей в нижней части отложений абалакской свиты келловейского возраста верхней юры J3;

Т1 – кровля отложений горизонта Т1(Ю2) тюменской свиты батского возраста J2bt;

А – поверхность отложений доюрского основания (подошва осадочного чехла);

А1 – условная граница в отложениях верхней части доюрского основания (необходимая для оценки состава и свойств отложений данного интервала разреза в процессе прогноза искомых геолого-геофизических параметров).

Как отмечено выше, основное преимущество при использовании разрезов эффективных акустических жесткостей и эффективных коэффициентов отражения (по сравнению с сейсмическими временными разрезами, полученными на основе применения стандартного графа обработки) состоит в том, что при выполнении ВРС-интерпретации разрезов АЖ и ЭКО из целевых интервалов изучаемого разреза извлекается максимально возможный объем геологической информации. В частности, речь идет об информации, связанной непосредственно с литологическим составом, коллекторскими свойствами, характером и степенью флюидонасыщения пород-коллекторов [5, 6].

Аналогичная информация о «геологическом веществе» на стандартных временных разрезах, во-первых, оказывается нередко существенно искаженной за счет применения стандартного графа обработки (применения процедур, искажающих в значительной степени динамику сейсмической записи – динамика после такого графа обработки оказывается практически не восстанавливаемой). Во-вторых, информация на интерпретируемых разрезах о целевых геологических показателях от конкретного нефтеперспективного объекта в структуре волнового поля оказывается интерференционной (в суперпозиции с информацией от других близко расположенных объектов). По этой причине она не идентифицируема и кроме того в значительной степени распределена по оси времен пропорционально длине зондирующего сейсмического импульса и временной толщине изучаемого пласта.

РЕЗУЛЬТАТЫ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ

В процессе площадной интерпретации структурные построения по основным литостратиграфическим подразделениям разреза были представлены картами изохрон, структурными картами и картами прогнозных толщин для целевых горизонтов. При этом использовались переменные ►

по площади работ скорости распространения упругих волн. Структурные построения были выполнены по всем опорным отражающим горизонтам С, Г, М1, М, НАС6, Б1, Б, П0к, ГГП, П, Т1(Ю2) и А [5]. По отложениям продуктивных горизонтов (П и Т1(Ю2)) такие построения совместно с результатами прогноза геологических показателей нами представлены в работах [5, 6].

Для решения проблемы прогнозирования геолого-геофизических параметров по сейсмическим данным в слабо изученных (перспективных) отложениях авторы воспользовались из всей указанной совокупности результатов структурных построений только их небольшой частью. Для этой цели были использованы структурные построения по горизонтам П0к, ГГП и А (при этом по горизонту ГГП эти результаты использовались только в качестве вспомогательного материала).

Горизонт П0к (аналог трехозерной толщи). По перспективным отложениям – горизонту П0к на карте изохрон изолинии времен изображены с шагом $\Delta t0$ = 5 мс (рис. 3, а). На карте изопахит – интервальных времен между отражающими границами ГГП и П0к линии равного уровня построены с сечением Δt = 2.5 мс (относительно небольшой шаг изолиний этого параметра обусловлен, прежде всего, незначительной дифференциацией временных толщин по отложениям рассматриваемого горизонта) (рис. 3, б). По этим картам изохрон и изопахит дается также совмещение их с картами сейсмических скоростей – средних Vср(x,y) и пластовых Vпл(x,y) для отложений соответствующих горизонтов.

Представленные особенности распределения по площади структурных форм для отложений нижнемулымьинский подсвиты верхней юры (кровли и подошвы аналога трехозерной толщи), а также особенности распределения значений изопахит – интервальных времен между отражающими границами ГГП и П0к (рис. 3, б) позволяют констатировать то, что условия седиметации осадочных образований в рассматриваемом интервале изучаемого разреза оказываются довольно неоднородными. Структурные формы горизонта П0к свидетельствуют о том, что центральная, южная и западная части исследуемой площади контролируются единой, довольно сложно построенной обширной структурной зоной, имеющей относительно высокое гипсометрическое положение. При этом общие закономерности тектонического строения в целом сохраняются примерно такими же, как для отложений выше- и нижезалегающих горизонтов. В целом, морфология поверхности отложений горизонта П0к (рис. 3, а) сохраняет унаследованный характер развития с отложениями нижележащих горизонтов. Преимущественное погружение отложений горизонтов на площади происходит в восточном, северо-восточном и северном направлениях. При этом сами структуры разделяются относительно узкими, сравнительно малоразмерными прогибами. Отдельные участки склонов структур переходят в структурные носы, которые осложнены малоразмерными куполами. Структурные носы разделены непротяженными гемисинклиналями, переходящими в прогибовые зоны.

На картах изменений сейсмических скоростей Vср(x,y), наложенных на карты изохрон (в изолиниях равного уровня t0(x,y), изолинии скорости так или иначе повторяют локальные структурные формы своими пониженными и повышенными значениями Vср(x,y). Изменение этих скоростей в осадочной толще до кровли горизонта П0к происходит в диапазоне 2050-2170 м/с (рис. 3, а).

Толща между отражающими границами ГГП и П0к в соответствии с описанием основных подтипов отложений юрского комплекса представлена аргиллитами с включениями глауконита с конкрециями известняков (аргиллиты темно-серые с оолитами сидерита; ораногенно-обломочные известняки, песчаники, спонголиты; песчаники с прослоями гравелитов и конгломератов). Значения интервальных времен между отражающими границами ГГП и П0к здесь изменяются в диапазоне 27.5±-22.5 мс (рис. 3, б). Судя по такому диапазону изменения Δt, область бассейна в средне-верхневолжский век верхнеюрской истории характеризовалась неспокойным тектоническим режимом. В результате этого здесь развивались локальные участки (аномалии) как с относительно низкими значениями Δt (в пределах 5-27.5 мс), так и с аномально повышенными значениями Δt (в пределах 27.5-50 мс). Повышенные толщины осадков при этом на площади работ располагаются в виде локальных областей (зон), которые приурочены к различным участкам площади. Наиболее представительные аномалии повышенных толщин Δt расположены в юго-западной, юго-восточной и частично на западе центральной части площади. Отдельные локальные области располагаются в северной части площади.

В районе расположения скважин 452 и 12291 распространена зона относительно пониженных значений Δt, а характер изменения значений пластовых скоростей Vпл(x,y), наложенных на карту изопахит изолиниями скорости, так или иначе повторяет локальные структурные формы своими пониженными и повышенными значениями Vпл(x,y) (рис. 3, б). Изменение этих скоростей происходит в пределах 3000-4500 м/с.

Горизонт А (кровля доюрского основания). Поведение поверхности доюрского комплекса во временном изображении отличается значительной сложностью тектонического строения в пределах рассматриваемой структурной зоны. Анализ выявленных сложнопостроенных структурно-тектонических элементов и динамики тектонических процессов, которые сопровождают образование тектонических структур (в определенной степени и формирование зон нефтегазонакопления в покрывающих осадочных комплексах) в целом свидетельствует о довольно сложных причинах и механизме деформаций горных пород фундамента. Естественно предположить, что строение фундамента в конечном итоге является суперпозицией наложенных друг на друга тектонических и мощных эрозионных процессов, происходивших на территории исследований (а также и в регионе) на разных этапах тектонического развития. В частности, здесь, наряду с главными субвертикальными разломами – планетарными линеаментами (появившимися в результате образования на территории Западно-Сибирской плиты планетарных «силовых меридианов» (по Н.И.Змановскому, В.И.Шпильману, 1988 г.), [Г.П.Мясникова, О.И.Змановская, 2004 г.]) также получили распространение разные виды сдвиговых деформаций и горизонтальных движений складчатых зон и поясов. Среди таких деформаций наиболее вероятными являются продольные, поперечные, вращательные перемещения, разные кинематические формы изгиба в горизонтальной плоскости, продольного удлинения, выжимания, нагнетания, согласованных перемещений целых ансамблей блоков и т.п. На этой основе здесь образуются характерные геометрические и морфологические сочетания структурных элементов, обуславливающие сильную расчлененность структурного плана, в том числе большое количество разрывных нарушений, из которых наиболее протяженные, так или иначе обрамляют эрозионно-тектонические выступы фундамента – вертикально ограниченные блоки. При этом основной объем тектонической деятельности, очевидно, происходил здесь в доюрское время.

Местоположение основных структур, в целом соответствуют ранее известным здесь локальным структурам. Все эти структуры отличаются сложностью своего геологического строения, поскольку контуры изолиний равного уровня, охватывающие эти сложнопостроенные структуры, имеют довольно сложную конфигурацию, но вполне соответствующую общему простиранию более крупных структурных форм III порядка.

Породы фундамента и его коры выветривания почти вскрыты многими скважинами на сопредельных площадях, введенных в разведку. В пределах открываемых месторождений рассматриваемого нефтегазоносного района довольно часто верхняя, незначительная (по нефтенасыщенной толщине) часть разреза фундамента содержит нефть или газ. При этом притоки флюидов находятся в зависимости от положения скважин на локальном поднятии от состава фундамента и коллекторских свойств его коры выветривания. Дебиты нефти колеблются от десятков литров в сутки до нескольких десятков тонн. Залежи нефти в доюрском основании здесь, как известно, связаны в основном с трещинными коллекторами, расположенными в том числе и в образованиях коры выветривания.

По тем двум скважинам, которые непосредственно расположены на площади работ, результатов по нефтенасыщению для этой части разреза не было получено. Тем не менее можно предположить, что на всей площади проведенных исследований потенциально продуктивные интервалы разреза доюрского основания могут быть установлены. Однако для их выявления представляется необходимым проведение дополнительных исследований, прежде всего работ в области углубленного изучения и прогнозирования нефтеносности этой части разреза по комплексу данных сейсморазведки высокого разрешения, ГИС и бурения.

Распределение средних скоростей Vср(x,y) до отложений горизонта А по площади находится в диапазоне 2060-2170 м/с (рис. 3, в). Закономерность в распределении этих скоростей до образований кровельной части горизонта А примерно аналогична таковой для отложений вышезалегающих горизонтов Б1, Б, П0к, ГГП, П, Т1(Ю2). В частности, как видно из представленного рисунка, ►

наибольшие значения Vср(x,y) приурочены к более погруженным участкам поверхности ДЮК (на восточном и северо-восточном участках площади). Наименьшие значения Vср(x,y) приурочены к более приподнятым участкам поверхности ДЮК (непосредственно на западном и северо-западном участках распространения образований горизонта А).

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ПО ПЛОЩАДИ 2-Х И 3-Х СЛОЙНЫХ ПЛАСТОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ АНАЛОГА ТРЕХОЗЕРНОЙ ТОЛЩИ

Результаты выполненной корреляции отражающих границ по горизонту П0к по всем разрезам эффективных акустических жесткостей (АЖ) и эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) для 34 сейсмических профилей показали, что эта толща на площади может быть разделена на несколько сравнительно тонких пластов (слоев). Признаком такой дифференциации оказывается четкое разделение всей толщи на пласты повышенных и пониженных значений эффективных акустических жесткостей (рис. 2, а). Причем такое деление отложений горизонта П0к на пласты с различными значениями АЖ по площади происходит по-разному. На одних участках площади такое деление реализуется на три пласта, а на других – только на два. В первом случае это деление можно представить в виде трех пластов (сверху вниз): П01, П02 и П03. Чередование пластов по значениям АЖ выглядит следующим образом: П01 и П03 – пласты повышенных значений АЖ; П02 – пласт пониженных значений АЖ. При этом имеется одна немаловажная особенность в прослеживании этих пластов: если П01 и П03 следятся по всей площади, то П02 следится только на отдельных ее участках.

Для того чтобы установить границу перехода от двухслойного (П01 и П03) к трехслойному (П01, П02 и П03) строению отложений горизонта П0к была выполнена классификация такого деления по каждому из разрезов эффективных акустических жесткостей (АЖ). В результате такой классификации была построена граница перехода 2-х и 3-х слойных областей прослеживания отложений горизонта П0к, которая хорошо фиксируется на карте временных толщин между кровлей глинисто-глауконитовой пачки (ГГП) (подошвой горизонта П0к) и поверхностью отложений горизонта П0к, т.е. на карте Δt (рис. 4). Эта граница перехода практически совпадает с величиной Δt, равной 15 мс. Таким образом, та часть площади, для которой временная толщина горизонта отвечает условию $\Delta t \geq 15$ мс, является 3-х слойной (П01, П02 и П03) областью распространения отложений горизонта П0к, а та часть площади, для которой характерно распределение $\Delta t \leq 15$ мс, является 2-х слойной (П01 и П03) областью распространения отложений горизонта П0к.

Дальнейшие исследования в этом направлении показали, что первый верхний пласт 3-х слойной модели строения разреза отложений горизонта П0к и первый верхний слой 2-х слойной модели строения разреза этого горизонта можно объединить в единый верхний пласт П01. Этот пласт П01, залегающий в верхней части отложений горизонта П0к, в конечном итоге оказался интересным в отношении перспектив нефтегазоносности.

Примерно такая же схема объединения слоев может быть построена и для третьего нижнего слоя 3-х слойной модели строения разреза отложений горизонта П0к и второго нижнего слоя 2-х слойной модели строения разреза этого горизонта. В результате чего был сформирован единый пласт П03 (также как и пласт П01), залегающий в нижней части отложений горизонта П0к.

Пласт П02, являющийся серединным в области 3-х слойной модели строения разреза отложений горизонта П0к, оказывается единым, без каких-либо объединений. Этот пласт П02 не распространяется на область 2-х слойной модели строения разреза отложений горизонта П0к, вследствие чего область его прослеживания по площади ограничена.

Таким образом, формирование тонкослоистой геологической модели слабо изученных отложений – аналога трехозерной толщи и верхней части доюрского основания – на исследуемой территории с применением технологии ВРС-Гео может представлять значительный нефтепоисковый интерес и использоваться при дальнейших исследованиях. Последующее применение рассмотренных выше материалов для непосредственного получения результатов прогноза геолого-геофизических параметров в отложениях горизонта П0к (аналога трехозерной толщи) и образований кровельной части доюрского основания приводится в нашей работе [9].

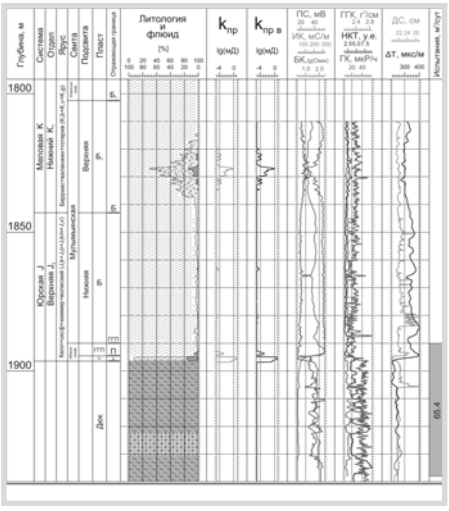


Рис. 1

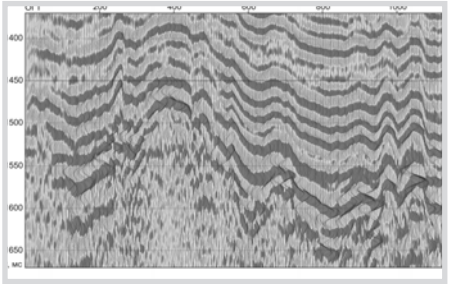


Рис. 2

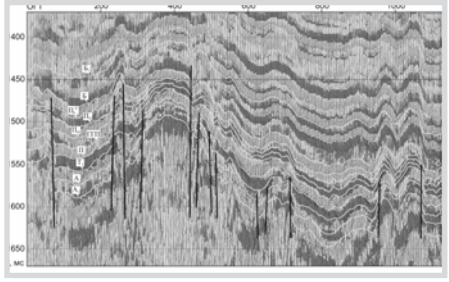


Рис. 3

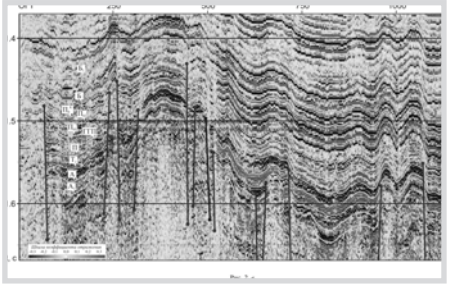


Рис. 4

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Трофимов В.Л., Милашин В.А., Хазиев Ф.Ф. и др. Решение задач нефтяной геологии в различных районах Западной Сибири методами высокоразрешающей сейсмики: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: 1 (Седьмая научно-практическая конференция). Ханты-Мансийск: 2004, 26-45.
2. Трофимов В.Л., Милашин В.А., Хазиев Ф.Ф. и др. Прогнозирование нефтегазовых залежей в ловушках литологических экранов на Лиственичной площади Южно-Шаимского участка ХМАО методами высокоразрешающей сейсмики: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: 2 (Шестая научно-практическая конференция): Ханты-Мансийск: 2003, 82-94.
3. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф., Милашин В.А. и др. Автоматизированная обработка и интерпретация данных ГИС для обнаружения нефтеперспективных объектов методами высокоразрешающей сейсмики: Технологии сейсморазведки, 2: 2007, 54-66.
4. Хазиев Ф.Ф., Трофимов В.Л., Милашин В.А., Определение геолого-геофизических параметров реальной среды методом высокоразрешающей сейсмики: Технологии сейсморазведки, 2, 2008, 25-30.
5. Трофимов В.Л., Милашин В.А., Хазиев Ф.Ф. и др. Специальная обработка и интерпретация данных сейсмических наблюдений в сложных геологических условиях методом высокоразрешающей сейсмики: Технологии сейсморазведки, 3, 2009, (в печати).
6. Трофимов В.Л., Милашин В.А., Хазиев Ф.Ф., и др. Прогнозирование геологических показателей по сейсмическим данным высокого разрешения: Технологии сейсморазведки, 3, 2009, (в печати).
7. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф., 1991, Моделирование волновых полей для многослойных поглощающих сред с оценкой вклада элементарных границ и толщ: Изучение глубинного строения Припятского прогиба методами разведочной геофизики: Сборник научных трудов БелНИГРИ. – Минск: 3-14.
8. Хазиев Ф.Ф., Трофимов В.Л., 2003, Модельные исследования результатов решения обратной динамической задачи сейсмики: Геофизика: Технологии сейсморазведки − II (специальный выпуск), 27-37.
9. Трофимов В.Л., Милашин В.А., Хазиев Ф.Ф., и др., 2009, Выявление нефтеперспективных объектов по сейсмическим данным высокого разрешения (в печати). ■

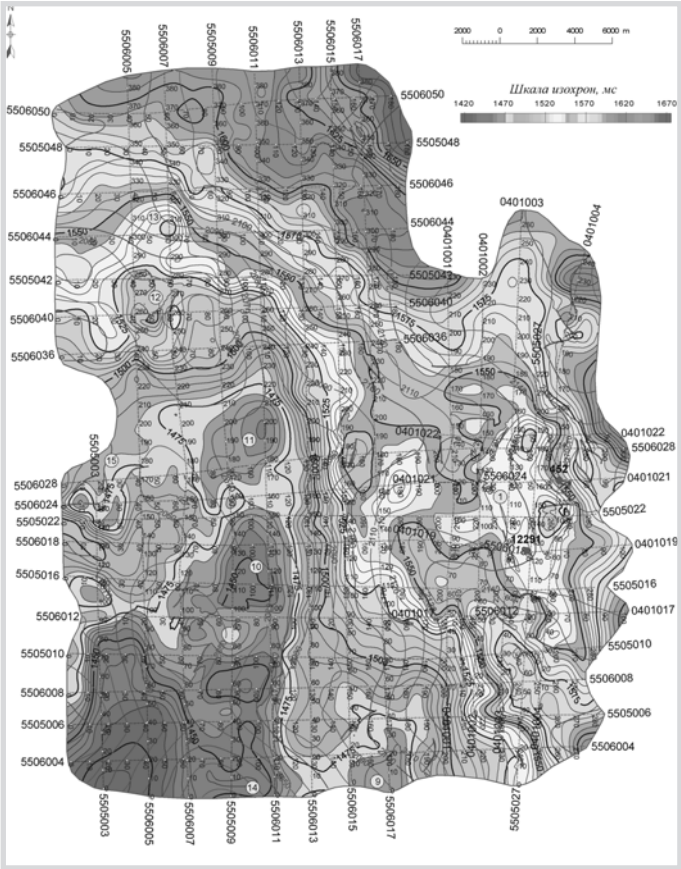


Рис. 3а

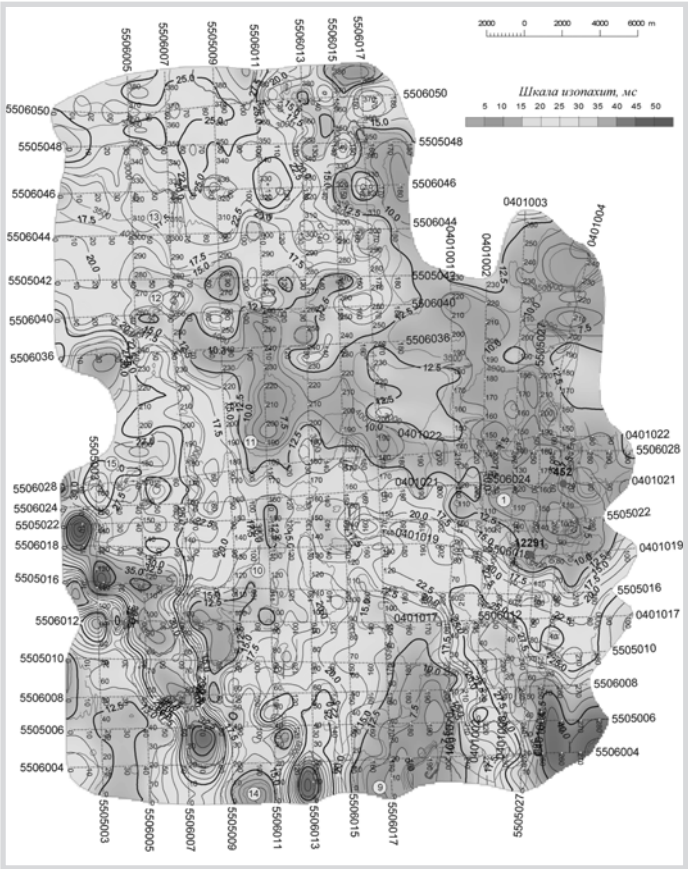


Рис. 3б

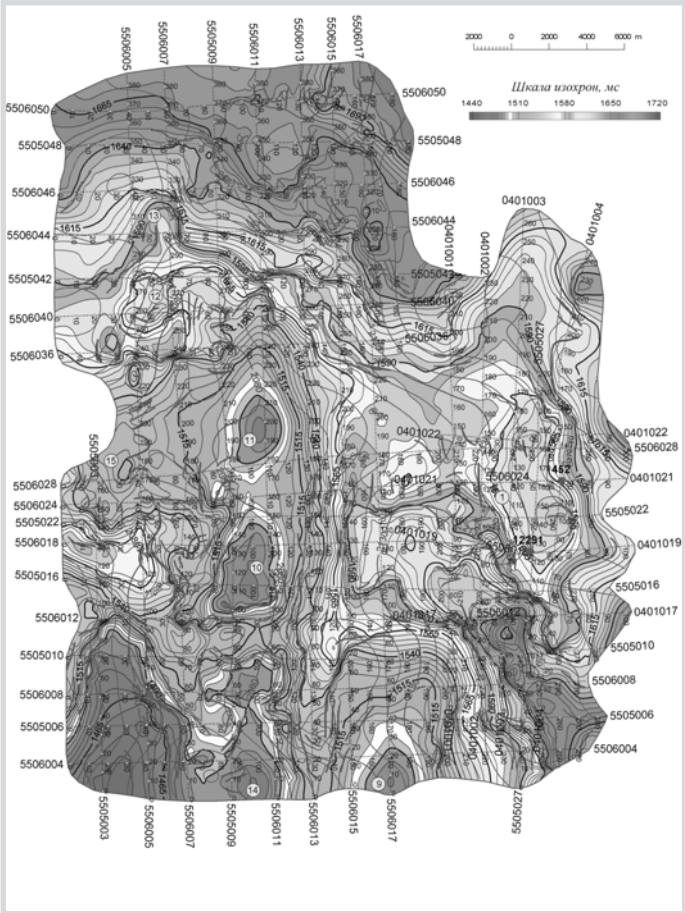


Рис. 3в

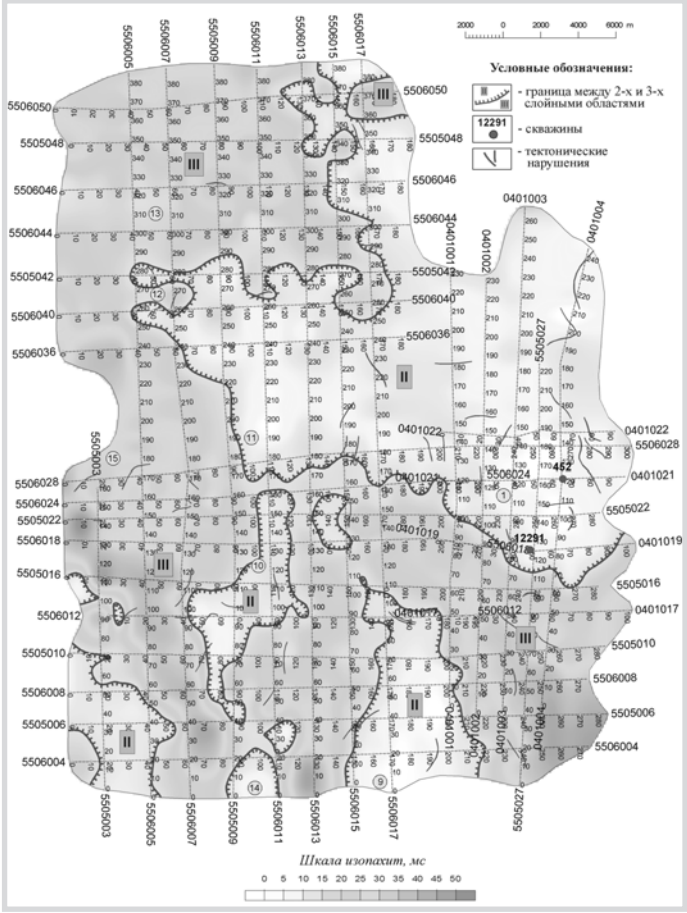


Рис. 4

Рисунки в цветном изображении вы можете увидеть на нашем сайте runeft.ru

На данный момент на территории Западной Сибири открыто и разведано огромное количество небольших месторождений, разработка которых малопривлекательна с экономической точки зрения. Подход к планированию разработки таких месторождений должен подразумевать развитие их не как обособленных объектов, а как единой системы с организованными внутренними связями. В контексте данной работы рассматривается северный район Тюменской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, который объединяет около десяти ключевых нефтяных месторождений, а также молодое Венихъяртское нефтегазоконденсатное месторождение, находящееся на стадии разведки. Район работ охватывает площадь около 10 000 км² и характеризуется низкой развитостью инфраструктуры и относительной труднодоступностью.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ И ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВЕНИХЪЯРТСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. ГОЛОВЕНКО
И.С. ТИХОНОВА
ООО «Тюменский нефтяной научный центр» г. Тюмень

«The Prospects of Developing and Exploring the Raw Hydrocarbons at the Venikhyartsk Oil and Gas Condensate Deposit»

Introduction

As of now, in the territory of Western Siberia, a huge number of small oil fields have been discovered and explored, whose development is hardly attractive from the economic point of view. The approach to the planning of the development of such deposits should involve their development as one single system with organized internal ties rather than stand-alone projects. In the context of this paper, we consider the northern area of the Tyumen region of the Western Siberian oil rich province which comprises about a dozen of key oil fields as well as the new Venikhyartsk Oil and Gas Condensate Deposit which is in the process of being prospected. The work covers an area of approximately 10 000 square km, which is characterized by a low level of infrastructure development and relative difficulty of access.

The principal task of this work is to assess the prospects of developing the Venikhyartsk Oil and Gas Condensate Deposit for further energy production at the gas turbine electric power station and supply of electricity to the nearest oil fields. During the work, an analysis of uncertainties was made as well as the reserves of the Vernikhyartsk Deposit were evaluated using the Monte-Carlo probabilistic method as well as possible scenarios of the formation fluid composition, based on the composition of the boiling away fractions, were analyzed. Secondly, on the basis of the test results and the technological limitations, a projection was made of the productivity of the Venikhyartsk Oil Condensate Deposit and the time scale of the deposit operation was evaluated, given a number of alternative options of the design of the gas turbine electric power station and taking into consideration both the most probable and the pessimistic with the optimistic calculation scenarios of the reserves to be extracted. The next step was to analyze the power requirements of the nearby oil fields. The key elements – users of electric power were considered, the scales and the time frame of the needs were calculated. Comparison was made between the supply possibilities and the scale of consumption. And in conclusion, in the paper, the methods of reducing the project risks both in the geologic exploration sphere and from the point of view of technology and further plans for the development of the deposit were proposed.

DESCRIPTION OF THE METHODS AND THE RESULTS

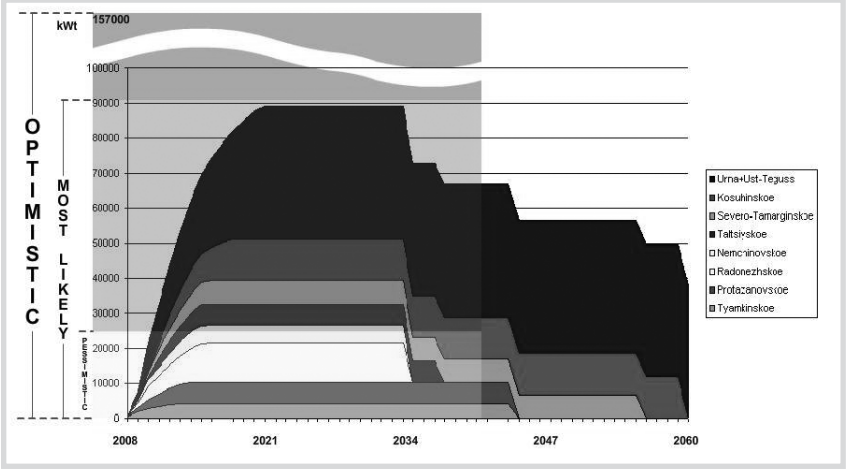
Since all the deposits under consideration are in the process of being prospected, there exists a vast range of risks, when taking strategic decisions, one of the components of which is the uncertainty in the evaluation of the reserves. Those that have been approved for geologic and extractable reserves for the Venikhyartsk Deposit are given in Table 1. As of now, a total of two prospect wells have been bored in the oil field. The oil field was discovered using exploration well No.12, which when tested, released from Formations Yu-4, Yu-3, Yu-2, Ach-3, Ach-2, industrial inflows of gas with an insignificant quantity of liquid condensate (from Formation Ach-2 up to 273 thousand nm3/day). In prospecting well No. 19, from Formation Yu-4 an

Основной задачей данной статьи является, во-первых, оценка перспектив разработки Венихъяртского нефтегазоконденсатного месторождения для последующей выработки энергии на газотурбинной электростанции (ГТЭС) и электроснабжения группы близлежащих нефтяных месторождений. В ходе работы был проведен анализ неопределенностей, оценка запасов Венихъяртского месторождения с помощью вероятностного метода Монте-Карло, а также проанализированы возможные варианты состава пластового флюида на основе состава выкипающих фракций. Во-вторых, на основе результатов испытаний и технологических ограничений был дан прогноз продуктивности Венихъяртского нефтегазоконденсатного месторождения и оценены сроки эксплуатации месторождения, с учетом нескольких альтернативных вариантов проектировки ГТЭС и принимая во внимание как наиболее вероятные, так и пессимистичный с оптимистичным варианты расчетов извлекаемых запасов. Следующим шагом были проанализированы потребности в электроэнергии близлежащих нефтяных месторождений. Рассмотрены основные элементы-потребители электроэнергии, рассчитаны масштабы и временные рамки потребностей. Произведено сопоставление возможностей снабжения и масштабов потребления. И в заключение в работе предложены методы снижения рисков по проекту как в сфере геологоразведки, так и с технико-технологической точки зрения и дальнейшие планы развития месторождения.

ОПИСАНИЕ МЕТОДИК И РЕЗУЛЬТАТОВ

Поскольку все рассматриваемые месторождения находятся на стадии разведки, существует обширный набор рисков при принятии стратегических решений, одним из компонентов которого являются неопределенности в оценке запасов. Утвержденные «Геологические и извлекаемые запасы, для Венихъяртского месторождения», представлены в таблице 1. Всего на месторождении на данный момент пробурено две разведочные скважины. Месторождение было открыто поисковой скважиной №12, при испытании которой из пластов Ю-4, Ю-3, Ю-2, Ач-3, Ач-2 были получены промышленные притоки газа с незначительным количеством жидкого конденсата (из пласта Ач-2 до 273 тыс. нм³/сут). В разведочной скважине №19 из пласта Ю-4 был получен приток нефти дебитом 4,2 т/сут.

Несомненно, представленые утвержденные запасы являются базисом для принятия решений во множестве случаев, но для планирования и расчета рисков была проведена процедура расчета неопределенностей в оценке запасов с помощью вероятностного подхода Монте-Карло. ►



Этот метод позволяет формализовать процедуру подсчета и найти функцию распределения запасов (рис.2).

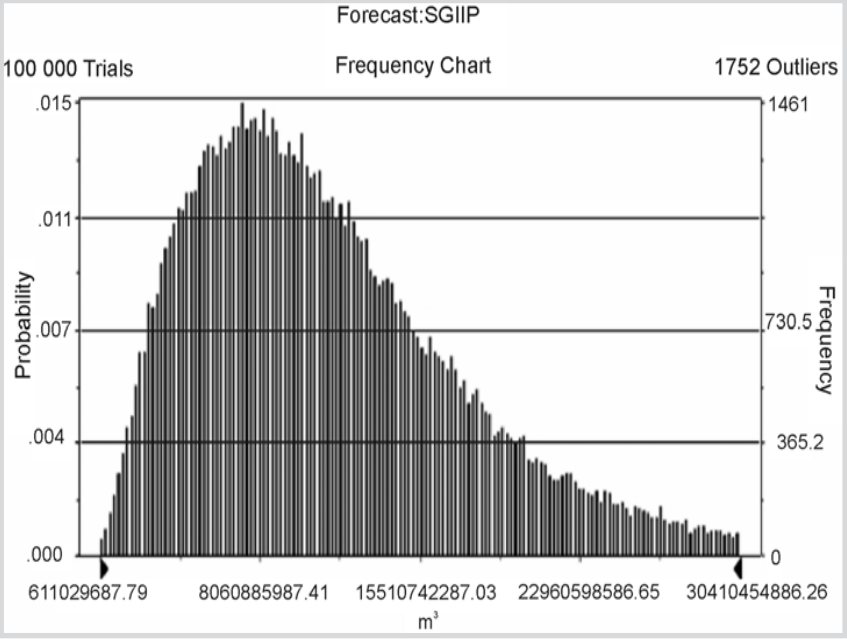
Как видно из рисунка, диапазон изменения запасов от пессимистичного до оптимистичного достаточно большой. Основными причинами, обуславливающими такие различия, являются неопределенности в положениях газоводяного контакта (ГВК). Для уменьшения этих неопределенностей предложено и согласовано бурение дополнительных разведочных скважин и переинтерпретация секущих контур месторождения 2-D сейсмических профилей.

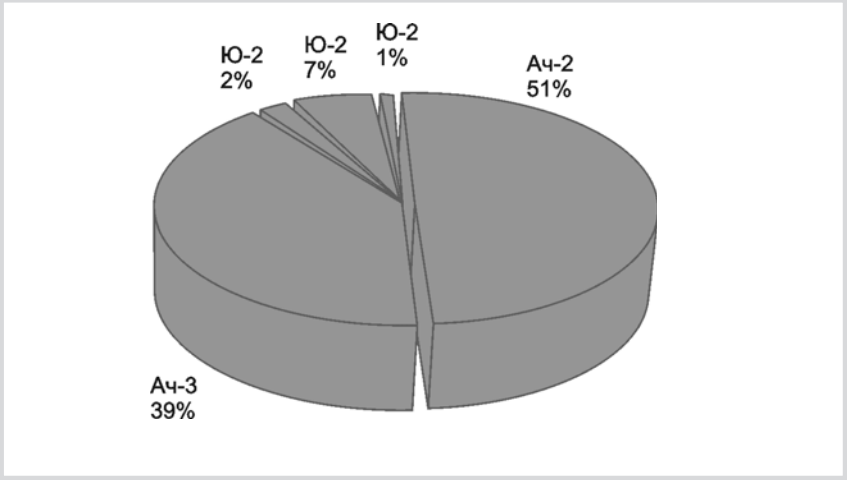
Помимо этих мер, планируется организовать испытания скважины №12 в зимний период, в конце испытаний планируется закрыть скважину на длительную регистрацию КВД, которая позволит оценить фильтрационные параметры залежи и, возможно, ее геометрические особенности (рис.3, в благоприятном случае планируется зарегистрировать влияние границ газовой залежи).

ТЕХНОЛОГИЯ.

При разработке газоконденсатных месторождений часто возникают проблемы, связанные с выпадением жидкого конденсата при падении давления ниже давления точки росы. Процесс падения давления может быть как явлением «глобальным» – в таком случае возникнет проблема потери части жидкого конденсата и, что еще проблематичнее, изоляция запасов газа в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами, так и носить «локальный» характер – в непосредственной близости от добывающих скважин – что, конечно, послужит причиной выпадения жидкости и, при аккумуляции ее в месте выпадения, ухудшения продуктивности и увеличения скин-эффекта.

Еще одной проблемой при эксплуатации газовых скважин может стать образование гидратов. Для анализа термобарических условий образования гидратов и озвученной выше проблемы выпадения жидкой фазы из пластового флюида необходим анализ фазовых диаграмм (ФД). К сожалению, для Венихъяртского НГКМ не проводилось отбора глубинных проб. Для отобранной на поверхности жидкой фазы были определены только объемные проценты выкипающих фракций (фракционный состав).►





inflow of oil with an yield of 4.2 tons per day was obtained.

There is no doubt that the approved listed reserves are the basis for decision making in the majority of cases; however, for planning and calculating the risks, the procedure of calculating uncertainties in evaluating the reserves using the Monte-Carlo method was carried out. This method allows the calculation procedure to be formalized and the reserves distribution function to be found (Fig.2)

As one can see from the figure, the range of changes in reserves from pessimistic to optimistic scenario is rather broad. The main reasons for such differences are the uncertainties regarding the positions of the gas and water contact. In order to reduce these uncertainties, it has been proposed and agreed to drill additional prospecting wells and to re-orient the seismic profiles cutting through the contour of the oil filed 2-D.

Apart from these measures, it is planned to organize the tests of well No.12 during the winter period; at the end of the tests, it is planned to close the well for lengthy registration of the pressure build-up curve which will make it possible to assess the filtration parameters of the pool and, possibly, its geometrical features (Fig. 3, in the favorable case, it is planned to register the influence of the gas pool boundaries).

Technology. When gas condensate deposits are developed, problems often occur with the liquid condensate condensing when the pressure drops below the dew point pressure. The process of the pressure dropping down may be both a “global” phenomenon – in that case there will occur a problem of losing some liquid condensate and, what is still more problematic, is the insulation of gas reserves in the zones of deteriorated reservoir properties, and be of “local” nature – being in direct proximity to the output wells – which, of course, will serve as the reason for liquid condensation and, when it accumulates in the place of condensation, the productivity will deteriorate and the skin-effect will increase.

Still another problem encountered in the operation of the gas wells may be the formation of the hydrates. To analyze thermobaric conditions for the formation of hydrates and the problem of the liquid phase condensation out of the formation fluid articulated above, an analysis of phase diagrams is required. Unfortunately, for the Venikhyartsk oil and gas condensate deposit, no in-depth sampling was made. For the liquid phase, sampled on the surface only, volume percent of the boiling away fractions (fractional composition) was determined. With a certain amount of accuracy, it is possible to compare the boiled away portion of the liquid with the saturate, basing oneself on the boiling temperature of the latter. Several different probability degree options of the component composition of the liquid condensate have been proposed. Given the known gas condensate factor and the component compositions of the liquid and gas phases on the surface, it is not too much of a difficulty to calculate the component composition of the formation fluid and to build the phase diagrams.

Based on the most probable type of the phase diagram, the thermobaric conditions were noted which corresponded to the principal points where the condensate was located in the production system from the formation and to the separator, the liquid phase condensation zones and possible hydrates formation zones were determined (Fig. 4); conclusions were made regarding the optimum operating modes.

The next step in the work is to select the option of the gas turbine electric power station to utilize the gas of the Venikhyartsk oil and gas condensate deposit. Basing ourselves on the analysis made of the reserves and possible gas recovery factors for the deposit, a projection was made of the average daily yields of the gas for the deposit. Based on the productivity, different options of the gas turbine electric power station were proposed. Advantages and disadvantages of each option of the gas turbine electric power station were pointed out (Table 2). As can be seen from the table, the most probable scenario for development is the gas turbine electric power station for 90-120 MWt.

Conclusion

The calculation results show that, with the most probable projection for the oil and gas condensate deposit, the power supplied to the gas turbine electric power station will be sufficient to provide electric power for the existing users. More detailed calculation results are given in Figure 5, where the electric power requirements are plotted in solid color, while supply possibilities are marked in semi-transparent shade.

С определенной долей точности можно сопоставить выкипевшую часть жидкости с предельным углеводородом, основываясь на температуре кипения последнего. Предложено несколько разновероятных вариантов компонентного состава жидкого конденсата. При известном газоконденсатном факторе и компонентных составах жидкой и газообразной фазы на поверхности рассчитать компонентный состав пластового флюида и отстроить фазовые диаграммы не представляет особой сложности.

Основываясь на наиболее вероятном виде фазовой диаграммы, были отмечены термобарические условия, соответствующие основным точкам нахождения конденсата в системе добычи от пласта и до сепаратора, определены зоны выпадения жидкой фазы и возможные зоны образования гидратов (рис.4), сделаны выводы об оптимальных режимах эксплуатации.

Следующим этапом работы является подбор варианта ГТЭС для утилизации газа Венихъяртского НГКМ. Основываясь на проведенном анализе запасов и возможных КИГ для месторождения, был сделан прогноз на среднесуточные дебиты газа для месторождения. Основываясь на продуктивности, были предложены различные варианты ГТЭС. Отмечены преимущества и недостатки для каждого варианта ГТЭС (табл. 2). Как можно увидеть из таблицы, наиболее вероятным вариантом развития является ГТЭС на 90-120 МВт.

Таблица 2 и 3 – варианты ГТЭС для Венихъяртского НГКМ и потребности соседних месторождений в электроэнергии .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ Результаты расчетов показывают, что при наиболее вероятном прогнозе разработки НГКМ мощность, поставляемая ГТЭС, будет достаточной для обеспечения электроэнергией существующих потребителей. Более детально результаты расчетов представлены на рисунке 5, где потребности в электроэнергии нанесены сплошным цветом, а возможности обеспечения нанесены полупрозрачным тоном. ■

	Percentile	m³
	0%	
пессимистичный прогноз	10%	гтЗ 3106390-72.18
	20%	4125116335.92
	30%	5777486469.41 725213391-1.48
	40%	8662350994.54
наиб, вероятный прогноз	50%	10169264 096.18
	60%	11&45753967.O5 13818356 195.88
	70%	15437392 921.58
	80%	20548870 67297
оптимистичный прогноз	90%	
	100%	82353216 846.37

Пласт	Категория	Начальные геологические запасы газа, млн. кубометров	Начальные геологические запасы конденсата, тыс тонн	Утвержденный коэффициент извлечения,- доли ед.	Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн
Ач-2	С1	5069.5	165	0.79	130.3
	С2	2607.3	1462	0 79	1155
	С1+С2	7676.8	311 2	0.79	2458
Ач-3	С1	4474	161 6	0.79	127 7
	С2	1580	120	0.79	94.8
	С1+С2	6054	281 6	0.79	222 5
Ю-2	С2	444	12	0.79	9
Ю-3	С2	1211	41	0.79	32
Ю-4	С2	256	6	0.79	5
Итого по пластлм		15641.8	651 8	0.79	514.3

Пласт	Категория	Начальные геологические запасы нефти, тыс.тонн	Утвержденный коэффициент извлечения, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти,	Начальные геологические запасы растворенного газа, млн кубометров	Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, млн кубометров
Ю-4	С1	415	0.15	62	11	2
	С2	7440	0.15	1116	201	30
	С1+С2	7855	0.15	1178	212	32

	Геологические запасы сухого и растворенного газа,*10е-6куб.м	Извлекаемые запасы сухого и растворенного газа,*10е6куб.м	Среднесуточный дебит газа по месторождению *10е3 куб.м/сут	Мощность ГТЭС, МВт
Пессимистичный	4000	1200	109.6	25(1блок ГТУ-25 ПЭР/)
Наиболее вероятный	10000	7500	684.9	92-11 6 (2GE LM 6000 или 4ТТУ-25 или RR Irant)
Оптимистичный	20000	19200	1753.3	157 и выше (ГТЭ-160)
Принятый	15641.8	12356	1354.7	100-150

Название	Мощность, МВт	Уд. расход газа, *10е3 куб.м./сут (Ни = 11000 ккал/кг)	Приблизительная	Примечания
ОАО«Авиадвигатель» 4 энергоблока ГТУ-25 ПЭР	100(4*25)	500-600	45-55	блочная, дешевая в обслуживании
НПО «Сатурн» ГТЭ-110	110	800	40-55	низкая стоимость
«Силовые машины» -«Siemens» ГТЭ-160	157	?(1000)	58-70	высокая надёжность и проверенность временем
2 энергоблока General Electric LM 6000 PD	92(2*46)	?	?	гибкость в работе
General Electric PG 9171	125	670	?	высокая надежность
2 энергоблока Rolls-Royce Trent	116(2-*58)	?	?	гибкость в работе

Москва
ЦВК «Экспоцентр»
на Красной Пресне

2009

www.mioge.ru

MIOGE

10-я Московская
международная выставка

НЕФТЬ И ГАЗ

23-26 июня 2009

RPGC

7-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

23-25 июня 2009

Организаторы:

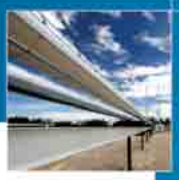
ITE LLC Moscow
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group Plc
Tel.: +44 (0) 207 596 5000
Fax: +44 (0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

КАЛЕНДАРЬ 2009

www.mioge.ru • www.mioge.com

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ КОМПАНИИ ITE



TUROGE

8-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

11 – 13 марта 2009
Анкара, Турция

ufi Approved Event

MIOGE

10-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 26 июня 2009
Москва, Россия

GIOGIE

8-я ГРУЗИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА»

2 – 3 апреля 2009
Тбилиси, Грузия

RPGC

7-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 25 июня 2009
Москва, Россия

APEC

КАЗАХСТАНСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

28 апреля 2009
Астана, Казахстан

ufi Approved Event

KIOGE

17-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

6 – 9 октября 2009
Алматы, Казахстан

OGU

13-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

12 – 14 мая 2009
Ташкент, Узбекистан

MANGYSTAU OIL & GAS

4-я РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «МАНГИСТАУ НЕФТЬ И ГАЗ»

3 – 5 ноября 2009
Актау, Казахстан

ufi Approved Event

CASPIAN OIL & GAS

16-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

2 – 5 июня 2009
Баку, Азербайджан

TIOGE

14-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

17 – 19 ноября 2009
Ашхабад, Туркменистан

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW

ITE LLC MOSCOW: 129164, Москва, Зубарев пер., дом 15, корп. 1
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

ITE GROUP PLC: 105 Salusbury Road
London, NW6 6RG, UK
Tel.: +44(0) 207 596 5000
Fax: +44(0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Выставка проводится при поддержке
Аппарата Президента Татарстана,
Министерства промышленности и торговли
Республики Татарстан,
Торгово-промышленной палаты РФ и РТ,
Академии наук РТ

ТАТАРСТАН, г. Альметьевск,
манеж ф/к АЛНАС, ул. Белоглазова, 60.

VIII международная специализированная выставка

14-16 октября 2009

Нефть. Газ. Энерго. Экология

Генеральные информационные партнеры:

runeft.ru

Информационная поддержка:

Организаторы выставки:

Выставочная Компания "Новое Тысячелетие"
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 72-82-93
e-mail: New-m@mail.ru
Подробная информация на сайте: www.nt-expo.ru

В работе обсуждается стохастический способ определения геологического риска при локализации перспективных геологических объектов и оценке величины ресурсов УВ с использованием данных сейсморазведки.
Предлагаемая технология позволяет рассматривать набор факторов неопределенности исходных данных: погрешности структурных построений, неопределенности прогноза толщин и положения контактов, диапазонный характер оценок фильтрационно-емкостных свойств: пористости, насыщенности, плотности и т.д. Важным исходным этапом технологии является количественная оценка неопределенности входных данных. Далее применяется имитационное моделирование погрешностей исходных данных для того, чтобы измерить их влияние на неопределенность локализации геологических объектов (ловушек, залежей и пр.) и на диапазон возможных значений величины ресурсов. При моделировании факторов риска используются стохастические методы, в частности имитационное моделирование полей погрешностей и статистическое моделирование по методу Монте-Карло.
Имитационное моделирование полей ошибок применяется для учета результатов погрешностей структурных построений в межскважинном пространстве. При этом осуществляется аккуратный учет как данных сейсморазведки, так и скважинных данных; результаты представлены функциями достоверности локализации и функциями риска величины ресурсов; на их основании оцениваются макрохарактеристики, позволяющие осуществлять количественную оценку различных факторов геологического риска.

ОЦЕНКА И УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ 3D СЕЙСМИЧЕСКИХ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ

А.Г. АВЕРБУХ
Н.Л. ИВАНОВА
Центральная Геофизическая Экспедиция (ЦГЭ)
г. Москва

QUANTIFICATION AND RESULTS ASSESSMENT FOR 3D SEISMIC-BASED MAPPING ERRORS
A.G. Averbukh, N.L. Ivanova

This paper discusses the seismic-based stochastic approach to geological risk quantification while localization of geological objects and estimating resources of hydrocarbons. That technique considers a complex of input uncertainty factors: mapping errors, uncertainty of thickness and contact mark prediction, ambiguity of porosity, saturation, density, etc. forecasting. Important part of this procedure is quantitative assessment of input data reliability. Next we simulate listed uncertainties in order to evaluate their influence on the following results: uncertainty of geological object localization and range of estimated resource value. We use stochastic technique in the risk factors modeling process, particularly error field simulation and Monte-Carlo modeling.

A simulation modeling technique is proposed to model crosswell-space structural mapping error fields. This includes statistical estimation of seismic exploration error field parameters using well data; modeling of equiprobable structure map implementations plausible in terms of estimated error parameters; stochastic assessment for trap localization reliability function and for risk function in the hydrocarbon resources estimating; determination of macro-characteristics that quantitatively characterize various aspects of the geological risk.

INTRODUCTION

The technique highlighted in this paper stochastically assesses geological risk caused by uncertainties in structural mapping, by ambiguously defined contacts and at times by a ranged user-specified porosity, saturation, fluid and density factors characteristics for a hydrocarbon pool. In addition to the traditional definition of a geological risk as probability of “loss” in estimating the resources, we also consider the error risk in localizing a productive trap, for which purpose we employ the reliability function.

As a result, trap localization reliability function is estimated. Such function describes the probability for each point on the initial structure map to fall within the structural closure. Analysis of the reliability function, thus obtained, allows quantitative characteristics to be applied to assess the error risk in localizing the structure.

Quantile estimators of the spatial structural characteristics (amplitudes and area size) are helpful in quantitatively providing optimistic, pessimistic and basic versions for the respective geometry parameters.

By additional modeling of effective thickness and contact position uncertainties we estimate pool localization reliability function, in particular, we product its internal and external parts contouring.

We use similar approach for the boring efficiency characteristics stochastic mapping. By possible variants of pool localization statistical analysis we construct expected value function of criterion, followed for well position definition.

In the multiplicative scheme of the volumetric method applied to estimating the resources, the geometry uncertainty is

ВВЕДЕНИЕ

Сейсмические построения выполняются с определенным уровнем точности, поэтому их использование всегда является источником неопределенности. Так как структурная карта является одним из главных материалов, на основании которых решается комплекс дальнейших геолого-геофизических задач, таких как локализация и оконтуривание перспективных геологических объектов, оценка величины ресурсов, обоснование положения точек под бурение, необходимо иметь методологию, позволяющую учитывать влияние погрешностей исходных данных и оценивать вызванный ими геологический риск.

Предлагаемая технология осуществляет стохастический анализ факторов геологического риска, вызванного неопределенностями как структурных построений, так и характеристиками залежи УВ (отметок контактов, толщин, коллекторских свойств).

Одновременно с традиционным определением геологического риска как вероятности «потерь», вызванных переоценкой величины ресурсов, мы рассматриваем риск при локализации ловушек, залежей; для его описания применяется площадная характеристика риска – функция достоверности локализации того или иного объекта.

Неопределенность структурных построений задается параметрами их точности или погрешностей. Эти погрешности являются пространственно зависимыми, поэтому при их моделировании должны применяться соответствующие методы. В предположении стационарности поля ошибок они задаются вариограммой, которая параметризуется такими характеристиками, как среднеквадратичная ошибка и радиус вариограммы.

Для измерения степени влияния ошибок на дальнейшие выводы выполняется имитационное моделирование полей ошибок, на основании которых получаются допустимые равновероятные реализации структурной карты. Такой подход позволяет учесть конфигурацию исходного структурного плана, положение экранирующих элементов, скважинную информацию.

Функция достоверности локализации ловушки оценивает для каждой точки карты вероятность ее принадлежности замкнутой структуре. Анализ функции достоверности позволяет получать площадные количественные характеристики геологического риска при локализации, в частности оценивать структурную составляющую при оценке вероятности геологического успеха (POS).

Оценки квантилей пространственных характеристик (амплитуды и площади) ловушки полезны для выполнения оптимистической, пессимистической и базовой оценок геометрических параметров ловушки.

Проводя одновременное моделирование неопределенностей толщин и положения контактов, оцениваются функции достоверности локализации залежи, проводится ее стохастическое оконтуривание.

Подобный подход используется для стохастического картирования параметров, анализируемых при выборе точки под бурение. Проводя статистический анализ множества допустимых вариантов, оцениваются среднее значение, мода и медиана как варианты базовых оценок исследуемых параметров; среднеквадратичная ошибка и положения квантилей порядка 10% и 90% дают информацию о точности прогноза.

При применении мультипликативной схемы объемного метода оценки величины ресурсов выполняется одновременное рассмотрение как факторов структурного риска, так и неопределенностей коллекторских свойств. В результате оценивается не только функция риска, позволяющая оценить уровень геологического риска для фиксированного значения суммарной величины ресурсов, но и площадной вариант этого параметра, оценивающий распределение линейного ресурса в каждой точке рассматриваемого участка. Визуализация такого результата представляется картой линейного ресурса, соответствующей заданному уровню риска.

МАТЕРИАЛЫ, МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Используя вариограммные оценки ошибок, моделируется и анализируется множество равновероятных реализаций структурных карт. ►

Каждая новая реализация представляет собой результат наложения допустимого варианта ошибок на исходную структурную карту. Учет скважинной информации производится соблюдением нулевой ошибки в точке скважины; величина ошибки в межскважинном пространстве увеличивается по мере удаления из зоны корреляции скважины. Рисунок 1 иллюстрирует различные варианты структурных карт (1.b, 1.c), полученных на основании исходной карты (1.a). Очевидно, что конфигурация, положение и пространственные характеристики замкнутых объектов, выделяемых на таких картах, могут существенно различаться.

Рассмотрим функцию достоверности d(x,y) локализации ловушек, определяющую для каждой точки (x,y) исходной структурной сетки вероятность принадлежности ее ловушке. Такая функция является интегральной характеристикой влияния погрешностей структурных построений на локализацию ловушек.

Функция достоверности описывает стохастический вариант локализации ловушки; она является эффективным инструментом количественной оценки и визуализации риска локализации. Линии равного уровня ее поверхности ограничивают полигоны фиксированного уровня надежности, соответствующего отметке изолинии. В частности, полигоны уровней риска 10%, 50% и 90% (см. рис. 2) характеризуют оптимистический, базовый и пессимистический варианты локализации замкнутой структуры.

При дополнительном рассмотрении неопределенностей толщин и отметок контактов выполняется также оценка достоверности локализации залежи, см. рис. 3, 5. Рис. 4 иллюстрирует оценку функции достоверности для водо-нефтяной зоны залежи, где отметка ВНК определяется как процент заполнения продуктивной ловушки со значениями из диапазона [50% – 100%].

На основании имитационного моделирования получается выборка пространственных параметров (амплитуд, площадей, объемов), по которой выполняется оценка значений уровня риска 10%, 50% и 90%, среднего значения и медианы, среднеквадратичной ошибки. В таблице I приведен пример стохастической оценки пространственных характеристик залежи. Сравнение базовых оценок (уровня риска 50% и среднего значения) с вариантом детерминистической оценки позволяет сделать вывод о завышенности последней оценки.

Функции риска для пространственных параметров ловушки (см. рис. 6 и табл. I) используются для количественной оценки риска величин геометрических характеристик ловушек.

Для количественного описания геологического риска при оценке величины ресурсов производится дополнительное моделирование неопределенностей толщин, положения контактов и коллекторских свойств. Неопределенность прогноза уровня контактов описывается диапазонами возможных значений относительного процента заполнения продуктивной ловушки или абсолютных отметок контактов, а также вариограммными параметрами поля ошибок в случае, если задана поверхность контакта. Подобный подход используется и для описания неопределенностей всех оставшихся параметров: если они задаются одним постоянным значением, то точность определяется диапазоном; если учитывается латеральная неоднородность параметра, описываемая картой, то необходима информация о вариограммных параметрах соответствующих ошибок.

Далее величина ресурсов на каждой из итераций определяется согласно формуле, $Q_i = V_i \cdot \rho_i \cdot \theta_i$ где ρ_i и θ_i – плотность и объемный коэффициент соответственно, V_i – насыщенный объем, вычисляемый по правилу: $V_i = \sum_{(x_k, y_k)} V_i(x_k, y_k, Th(x_k, y_k)) \cdot \phi_i(x_k, y_k) \cdot S_{oi}(x_k, y_k)$. Здесь $V_i(x_k, y_k, Th(x_k, y_k))$ – объем коллектора в ячейке сетки, вычисленный по соответствующей структурной сетке (x_k, y_k) и значении эффективной толщины $Th(x_k, y_k)$ в этой точке с учетом структурных погрешностей и неопределенностей контактов, $\phi_i(x_k, y_k)$ и $S_{oi}(x_k, y_k)$ – значения коэффициентов пористости и насыщенности соответственно, учитывающие ошибки прогноза этих свойств. Результатами являются как карты линейного ресурса для заданных уровней риска (рис. 7 иллюстрирует пример карт плотности ресурсов для уровней риска 10%, 50% и 90%), так и функции риска для суммарных ресурсов (рис. 8); также традиционным видом отчетов являются таблицы макрохарактеристик распределения суммарных ресурсов (Таблица II).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемая технология количественной оценки геологического риска использует имитационный процесс, учитывающий неопределенности всего комплекса исходных данных, рассматривая как сейсмическую, так и скважинную информацию. Такой подход позволяет максимально учесть специфику исходных данных одновременно с информацией об их неопределенности, что существенно при принятии решений в УВ-проектах. На основе предлагаемой технологии, используя оригинальный продукт HyperTrap, по заказам ведущих нефтяных компаний (Роснефть, Лукойл, Зарубежнефть, ТНК-ВР и др.) выполнен количественный анализ рисков на ряде изученных сейсморазведкой и бурением объектов, расположенных в Западно-Сибирском, Тимано-Печерском, Северо-Африканском, Южно-Китайском, Сахалине и других бассейнах. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. O. Dubrule, 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. 2003 Distinguished Short Course. Distinguished Instructor Series, No. 6. Tusla, Okla.
2. Ivanova N.L., Averbukh A.G., Graf S.Yu., 2007. On velocity analysis application for mapping error quantification. In: Petroleum Geostatistics 2007, Cascais, Portugal, 10–14 September 2007. Abstracts.
3. Иванова Н.Л., Авербух А.Г., Граф С.Ю., 2008. Оценка погрешности, надежности и риска 3D сейсмических структурных построений. EAGE 69th Conference & Exhibition, Санкт-Петербург, Россия, 6–11 Апреля, 2008.
4. Кивелиди, В.Х., Старобинец, М.Е., Эскин, В.М., 1982. Вероятностные методы в сейсморазведке. М.: Недра.

considered concurrently with the uncertainty in oil-water contact positions and in the values of porosity, saturation, fluid and density factor (PSFD) parameters. As a result, the stochastic estimation of resource values (RV) density map and risk function are determined.

They permit the user-specified resource magnitude to bring in correspondence with its quantitative estimate of the RV risk level. This provides the basis for computing macro-characteristic values for the resources, in particular, optimistic, pessimistic and basic versions for the estimates as well as rms error value for the hydrocarbon resource magnitude. The aggregated form of geological risk quantification is stochastic density maps of resources, which can also be estimated as a result of our work.

MATERIALS, METHODS AND RESULTS

Provided the structural mapping error field is stationary and used error parameters estimators we construct the set of possible mapping error field realizations.

Each of the error map implementations is the result of laying every next error map over the initial structure map. Figure 1 shows various versions of structure maps (1.b, 1.c) created by laying error maps over the initial map (1.a). This figure illustrates that configurations and spatial characteristics of a closure may differ substantially from one another on different map implementations and from the original structure map configuration.

Let consider trap localization reliability function d(x,y), which specifies for each point (x,y) of initial structural greed probability of its belonging to the trap. It is an integral characteristic of mapping errors influence to possible location of the trap.

Reliability function represents stochastic variant of trap location; this characteristic is an effective tool of the risk quantification and visualisation while trap localization. Areas bounded by reliability function level isolines – could be referred to as polygons of respective reliability or validity within each of such isoline. In particular, polygons of 10% ( ), 50% ( ) and 90% ( ) reliability levels (see Figure 2) represent optimistic, basic and pessimistic versions of the areal tie for the closed structure.

Under additional information about effective thickness and water-oil contact (WOC) position, one can assess pool localization reliability degree, see Fig. 3, 5. Figure 4 illustrates the estimator of water-oil contact zone localization reliability function, where WOC position was specified as a relative spillpoint variation range [50% – 100%].

Simulation modeling allows sample values of spatial characteristics (amplitudes, area size, volume) to be produced on which basis 10%, 50% and 90% quantiles, average value and RMS error are assessed. Table I shows examples of stochastic estimates for pool spatial characteristics. A comparison between statistical basic characteristics (50% risk level and average value) and the values from the basic map (Table I) permits conclusion that the deterministic assessment is overestimated.

Risk functions for spatial characteristics presented in Fig. 6 (refer also to Table I) can be employed to quantitatively assess risk level in determining the values for spatial characteristics.

In order to quantitatively assess error risk level in estimating the hydrocarbon resources, the uncertainties in oil-water contact determination and acceptable ranges of capacity parameter values have to be further modeled. In our study, the degree of uncertainty in oil-water contact positions was specified as a relative spillpoint variation range or as a subsea oil-water contact position variation. The uncertainty in porosity-saturation characteristics is shown as porosity maps and oil saturation maps, also as parameter variability of such characteristics, as well as ranges of fluid factor values and hydrocarbon density values. Then, RV sample elements can be defined at each simulation modeling step using the following formulas: , where and – independently modeled densities and fluid factor respectively, – oil saturation volume computed using: .

Here, – reservoir volume at a map grid point computed from structure maps and from effective thickness maps with user-specified allowance for possible seismic exploration errors and accounting for oil-water contact positions, and – respective porosity values from porosity maps and oil saturation values from oil saturation maps, the values are corrected for errors in user-specified porosities and saturations. Study results may be presented as maps showing resource density for specified risk level (Fig. 7 illustrates example of resources density map with 10%, 50% and 90% reliability levels polygons), or as a risk function (see Fig. 8) or as resource value macro-characteristics (Table II).

Наше качество
Ваша уверенность !

Восточная арматурная компания производит и осуществляет поставки трубопроводной арматуры.

Завод выпускает и реализует: задвижки клиновые стальные, клапаны предохранительные пружинные, устройства переключающие, блоки предохранительных клапанов, затворы обратные (клапаны обратные поворотные),клапаны запорные (вентили), клапаны обратные подъемные, краны шаровые, заслонки дисковые.

Все изделия сертифицированы Госстандартом РФ, имеются гигиенические сертификаты.

Имеется разрешение Ростехнадзора РФ.

Россия, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Мустая Карима, 41, e-mail: kontakt@vark.ru, www.vark.ru

Факс: (347) 279-80-50; телефоны: (347) 279-80-50, 292-73-42 - сбыт

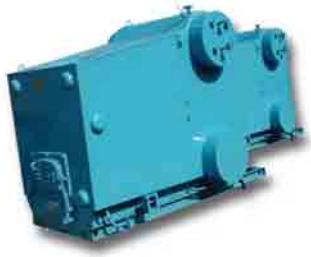
ООО «Теплоэнергетическая Компания»

Производство паровых, водогрейных котлов, транспортабельных котельных установок и котельно-вспомогательного оборудования

Крупнейший в мире производитель котельного и нефтегазового оборудования

Паровой котел ПКН-2М (сырая нефть)

Паровая котельная установка ПКН-2М (сырая нефть)



Паровые котлы
Е-1,0-0,9 Е-1,6-0,9 Е-2,5-0,9
Е-2,5-1,4 Е-4,0-1,4 Е-6,5-1,4
Е-10,0-1,4

- **Складской запас поставляемого оборудования имеет устойчивую тенденцию количественного и качественного расширения.**
- **Организация доставки оборудования всеми видами транспорта по России и СНГ.**
- **Мы используем различные формы сотрудничества с нашими клиентами, включая разнообразные схемы оплаты услуг (напрямую и через лизинговые компании) и гибкую систему скидок для постоянных и крупных заказчиков.**
- **Гарантийные условия качества подтверждены сертификатами соответствия и разрешительными документами.**

ТЭКомпания

info@te-company.ru
www.te-company.ru

144002, Московская область,
г. Электросталь, ул. Горького, д. 38
тел./факс: (496) 573-6324
573-9373, 572-4876