ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

2/Н (14) АПРЕЛЬ 2011

ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ **ВАК**

распространяется по подписке, на выставках и конференциях

В ГОРОДАХ РОССИИ и СНГ

Альметьевск, Волгоград, Геленджик, Екатеринбург, Ижевск, Иркутск, Казань, Краснодар, Москва, Нов. Уренгой, Н.Челны, Нижневартовск, Нижнекамск, Ноябрьск, Оренбург, Пермь, Ростов на Дону, Саратов, С-Петербург, Сургут, Томск, Тюмень, Усинск, Уфа, Ухта. Казахстан: **АЛМАТЫ, АТЫРАУ,** Туркменистан: **АШХАБАД,** Азербайджан: **БАКУ,** Узбекистан: **ТАШКЕНТ**

НАМ 5 ЛЕТ

• Добыча • Бурение • Геология • Геофизика • Трубопровод • Арматура • КИПиА • Переработка • Строительство • Энергетика

+7 (8552) 38-51-26 **www.runeft.ru**

ГРУППА КОМПАНИЙ

ЭЛЕКТРОЩИТ

ТМ САМАРА

Самара (846) 278-40-99, факс 276-29-99
sales@elsh.ru
www.electroshield.ru ЭЛЕКТРОЩИТ.РФ

КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА СЭЩ®-
59
61М
63
65
66
68
70
75

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ СЭЩ®-
МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
ГОРОДСКИЕ, НАРУЖНЫЕ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД
КИОСКОВОГО ТИПА
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ МАЧТОВЫЕ, ПРОМЫШЛЕННЫЕ
С АВАРИЙНЫМ ВВОДОМ ОТ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРА
ПОДСТАНЦИИ В МОДУЛЬНЫХ ЗДАНИЯХ

ВАКУУМНЫЕ
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ-СЭЩ®
ВВУ-Э(П)3, ВВУ-П, ВВУ-ПО,
ВВУ-Э(П), ВВН-35

КАМЕРЫ СБОРНЫЕ
ОДНОСТОРОННЕГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ-СЭЩ®
КСО
КСО-298М

ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА
И НАПРЯЖЕНИЯ-СЭЩ®
ТОЛ, ТШЛ, ТПЛ, GI, GIF,
GDS, GIS, НОЛ, 3НОЛ, 3х3НОЛ,
GE,GEF, GZ, GZE, НАЛИ

ТРАНСФОРМАТОРЫ-СЭЩ®
ТМ, ТМГ, ТМФ, ТМГФ, ТЛС,
ОЛС, ТМПНГ, ТМПН

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ-СЭЩ®
РЛНД
РД3
РВ
РВФ(3)
РГП с приводом
РГП УХЛ1
РЛК
РН

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ
АВТОМАТИЧЕСКИЕ-СЭЩ®
ВА-В, ВА-TD,TS

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 0,4 - 220 кВ

- Комплектные распределительные устройства
- Камеры сборные одностороннего обслуживания
- Комплектные трансформаторные подстанции
- Низковольтные комплектные устройства
- Щиты распределительные одностороннего обслуживания
- Пункты распределительные
- Пункты управления общеподстанционные
- Трансформаторы силовые распределительные масляные
- Силовые трансформаторы малой мощности типа ОЛС
- Распределительные трансформаторы типа ТЛС-40
- Трансформаторы для погружных насосов
- Трансформаторы тока и напряжения
- Разъединители 220 - 35 кВ
- Заземлитель типа ЗОН
- Вакуумные выключатели
- Комплекты адаптации
- Модернизация шкафов КРУ и КСО
- Выключатели автоматические
- Токопроводы и шинопроводы 0,4 - 35 кВ
- Цифровая защита типа БМРЗ
- Техническая поддержка, шеф-монтаж, поставка "под ключ"
- Сервисное обслуживание

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 2/Н (14) апрель 2011 г.

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Низамутдинов Р.А. / rustam@runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 04-11/14-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
12.04.2011

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:

В.В. ЖИВАЕВА, О.А. НЕЧАЕВА
Безглинистая промывочная система для бурения скважин в осложнённых условиях 4

А.А. МУХАМЕТШИН, Д.В. МАКСИМОВ, К.В. МЕЛИНГ, Р.Х. ИЛАЛОВ, Т.А. МУХАМЕТШИН
Классификация клиньев-отклонителей 9

Ю.А. БЕЛЯЕВ
Исследование эффективности антигидратных ингибиторов 12

В.А. НАСЫРОВ, Ю.В. ШЛЯПНИКОВ, А.М. НАСЫРОВ
Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти 14

Ю.А. БЕЛЯЕВ
Очистка призабойной зоны скважины термохимическим способом 18

М.В. ПЕСИН, Е.Д. МОКРОНОСОВ, С.Н. ДОЛГИХ, Д.В. ЛУКОЯНОВ
Технологическое обеспечение долговечности резьбовых соединений бурильных труб 20

Ю.А. Беляев, В.Н. Фомин, А.Г. Чукаев
Исследование процесса применения обратной и прямой эмульсий для увеличения охвата пласта и количества вытесненной нефти 22

Н.А. ВЛАСОВА
ЭМА диагностика трубопроводной арматуры 27

М.В. ПЕСИН, Е.Д. МОКРОНОСОВ
Технологическое обеспечение точности формы высоконагруженной контактной поверхности деталей нефтепромыслового и бурового оборудования 29

Ю.А. БЕЛЯЕВ
Очистка трубопроводов-спутников 31

А.И. ТИМУРЗИЕВ
Практические результаты изучения фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов фундамента месторождения Белый Тигр 33

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

МАРГУЛИС Борис Яковлевич e-mail: borism2@rambler.ru
канд. хим. наук, ст.научный сотр., заведующий комплексным отделом физико-химии, механики пласта и совершенствования МУН ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань

ЛУКЬЯНОВ Олег Владимирович e-mail: lab105@rambler.ru
зав. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань

КОТЕЛЬНИКОВА Елена Николаевна e-mail: elena@ek7740.spb.edu
доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры кристаллографии геологического факультета Санкт-Петербургского государственного университета, г. Санкт-Петербург

МАНУКОВ Виктор Сергеевич manukov@cge.ru
начальник отдела научно-технического сотрудничества ЦГЭ Минэнерго РФ, г. Москва

ТЕЛЯШЕВ Эльшад Гумерович e-mail: redactor@anrb.ru
доктор т. н., профессор ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ», г. Уфа

КЕМАЛОВ Алим Фейзрахманович e-mail: kemalov@mail.ru
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 e-mail: kemalov@mail.ru
кандидат т. н., доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа КГТУ, докторант, г. Казань

СУЛТАНОВ Альберт Ханифович e-mail: soultanov@gmail.com
ассистент кафедры «Химической технологии переработки нефти и газа», КГТУ г. Казань

ИШМАТОВ Закир Шарифович e-mail: ishmatov@mail.ru
канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроприводы и автоматизация промышленных установок» Уральского государственного технического университета – УПИ, г. Екатеринбург.

БЕЗГЛИНИСТАЯ ПРОМЫВОЧНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ

THE CLAYLESS POLYMER MUD SYSTEM FOR DRILLING THE INSTABLE ROCK

УДК 622.24.063

В.В. ЖИВАЕВА декан ФПК, зав. кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ, доцент, к.т.н. Самара Bngssamgtu@mail.ru

О.А. НЕЧАЕВА зам. зав. кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ

V.V. ZHIVAEVA Dean of Advanced Training Faculty Samara

O.A. NECHAEVA Head of Drilling Wells Department, PhD
Deputy Chair of Drilling Wells Department

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: гель-раствор, диспергирование глины, инкапсуляция, ингибирование
KEYWORDS: gel-solution, dispergation of clays, incapsulation, inhibiting action

При строительстве скважин в условиях неустойчивых горных пород и солесодержащих пород к буровому раствору должны быть предъявлены более высокие требования. Он должен обладать ингибирующими и инкапсулирующими свойствами. В связи с этим разработка таких систем имеет очень большое значение. В статье рассмотрена новая композиция гель-раствора.

When a borehole is drilled in an area of instable rock and saliferous rock, the drilling mud should meet higher requirements. It needs inhibiting and incapsulating properties. Preparation of such fluids is crucial. The paper considers a novel gel-solution composition.

Проблема строительства скважин в условиях неустойчивых горных пород особенно остро ощущается в тех районах, где бурение ведётся в сложных геологических условиях. Успех бурения скважины в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ. Развитие технологии бурения неразрывно связано с совершенствованием промывочных жидкостей.

Буровой раствор – сложная коагуляционно-тиксотропная дисперсная система, особенности которой обусловливают его реологические и технологические свойства, главные из которых структурно-реологические и фильтрационные [1]. Физико-химические процессы протекают и при обработке промывочных жидкостей, и при взаимодействии их со стенками скважины, выбуренной породой и пластовыми флюидами, а также при воздействии высоких забойных температур и давлений. Разнообразие горно-геологических условий ставит задачу внедрения новых высокоэффективных буровых растворов.

Известно, что дисперсные системы могут быть получены двумя способами: диспергированием (измельчением) и конденсированием (укрупнением, уплотнением). Соответственно буровые растворы, в основе приготовления которых лежит способ диспергирования структурообразующей фазы, называются растворами с диспергированной фазой, а растворы, в которых используются принципы укрупнения, причем с использованием химических реакций (химическая конденсация), называются растворами с конденсированной фазой.

Таким образом, в основе приготовления буровых растворов с конденсированной твердой фазой лежит получение соединений, получаемых при смешивании двух или более электролитов и имеющих растворимость значительно меньшую, чем исходные вещества. При этом в системе создается пересыщение по отношению к этому соединению, и оно начинает выделяться в твердом виде.

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ разработана промывочная жидкость для бурения скважин в солесодержащих и неустойчивых глинистых породах. В её состав входят: крахмал, каустическая сода, силикат натрия, хлорид натрия, сернокислый алюминий. Приготовление промывочного гель-раствора требует строго определённого порядка введения компонентов. Хорошая совместимость компонентов позволяет иметь систему, параметры которой отвечают условиям бурения скважины. Введение в оптимальных количествах соли сернокислого алюминия позволило получить стабильную гелеобразную систему достаточной плотности, лишённую твёрдой фазы и дающую кислую реакцию, в результате которой исключается пептизация и растворение выбуренных глинистых и галогенных пород и тем самым облегчается их удаление из промывочной жидкости на поверхности. Гелеобразование приводит также к уменьшению количества свободной воды, то есть понижению водоотдачи. Гель представляет собой студенистую аморфную массу молочно-белого цвета. Замечено, что при длительном состоянии покоя от геля отделяется вода, как и у глинистого раствора, но плотного осадка не образуется.

С целью определения агрегативной устойчивости промывочной жидкости проводились исследования глиноёмкости растворов. Суть эксперимента заключается во введении в исследуемый буровой раствор глинистого материала со вскрываемого бурением интервала и исследовании изменений параметров раствора по времени его взаимодействия с имитируемой глинистой породой.

Результаты эксперимента говорят о том, что глинистые породы практически не распускаются в растворе, тем самым обеспечивая устойчивость горных пород, слагающих разрез скважины.

Промывочный гель-раствор на основе сернокислого алюминия при исследовании его на глиноемкость обладает агрегативной устойчивостью к распусканию в себе тонкой глинистой фракции. Выбуренная тонкая глинистая фракция накапливается в гель-растворе, не участвуя в образовании коллоидных систем. Состав системы предотвращает набухание глин и диспергирование глинистых частиц, в то время как её гелеобразная структура удерживает частицы выбуренной породы, способствуя очистке ствола скважины от шлама. Высокая вязкость фильтрата исключает образование шламовых осаждений, значительно снижает крутящий момент, силу трения и вероятность возникновения дифференциальных прихватов.

При введении до 30% от веса раствора NaCl плотность увеличивается до 1,26 г/см^3, водоотдача снижается до 3-2 см^3/30 мин., условная вязкость снижается по мере введения соли и времени перемешивания.

Таким образом, гель-раствор можно рекомендовать для бурения неустойчивых пород и солевых отложений, поскольку он хорошо совместим с каменной солью до полного насыщения и обладает гидрофобными свойствами по отношению к глинистым неустойчивым породам. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Рыбальченко Ю.М. Разработка промывочной жидкости для бурения разведочных скважин в осложнённых условиях.- Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. Москва, 2009.
2. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. - Оренбург: издательство «Летопись», 2005.
3. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей: учеб.пособие; в 2 ч.; 1/Н.М. Уляшева. - Ухта: УГТУ, 2008.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
УФИМКАБЕЛЬ

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

- Кабели монтажные с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, МКПсЭИВ, МКПсЭИКВ и т.д., в т.ч. исполнения: «нг», «нг-LS», «нг-HF», «нг-FR», «нг-FRLS», «нг-FRHF», в холодостойком и теплостойком исполнениях, с водоблокирующими элементами, ТУ 16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»).
- Кабели контрольные в различных исполнениях: «нг», «нг-LS», экранированные, с защитными покровами в виде брони;
- Кабели силовые в различных исполнениях: «нг», «нг-LS», в т.ч. с защитными покровами в виде брони;
- Кабели силовые с резиновой изоляцией в резиновой оболочке;
- Осветительные и установочные провода;
- Радиочастотные кабели;
- Кабели, провода и шнуры связи;
- Нагревательные провода;
- Плетенки металлические;
- Другие виды кабельной продукции.

450057, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Цюрупы, 12
Тел./факс: (347) 272-72-48, 272-26-89 E-mail: ufimcabelom@mail.ru

www.ufimcabel.ru

ОАО "РЕДУКТОР"

Нам 75 лет!

Производит и реализует редукторы и мотор-редукторы:

Червячные, цилиндрическо-червячные одно- и двухступенчатые с межосевым расстоянием от 40 до 250 мм

Капитальный ремонт лифтовых червячных редукторов

ЦЧс-160

Пример использования редуктора: для электродомкрата

5Ч-125А

Пример использования редуктора: для поворотной стойки автомотриссы

433750, Россия, Ульяновская обл., г. Барыш, ул. Пионерская, 9, тел\факс: (84253) 2-13-53, 2-13-54
e-mail: oao-reduktor@mail.ru www.jsc-reduktor.ru

Промышленное оборудование

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Официальный представитель
SEETRU
FUJI ELECTRIC
NIVELCO
KOBOLD

Датчики давления

FUJI ELECTRIC

Новое поколение датчиков давления семейства FCX-AII version 5

Измерение уровня с выносной мембраной для емкостей с толстыми стенками

Преобразователи давления

Компактное исполнение датчика уровня с выносной мембраной DN80/PN40.

Hart-коммуникаторы

Уровнемеры, датчики давления, датчики температуры

KOBOLD

Давление

Уровень

Температура

Расходомеры

KOBOLD

Кориолисовый массовый расходомер TM

Кориолисовый массовый расходомер TME

Кориолисовый массовый расходомер TMU

Термоконтроллер DMS

WWW.RIZUR.RU тел.: (4912) 92-51-51

Промышленный обогрев

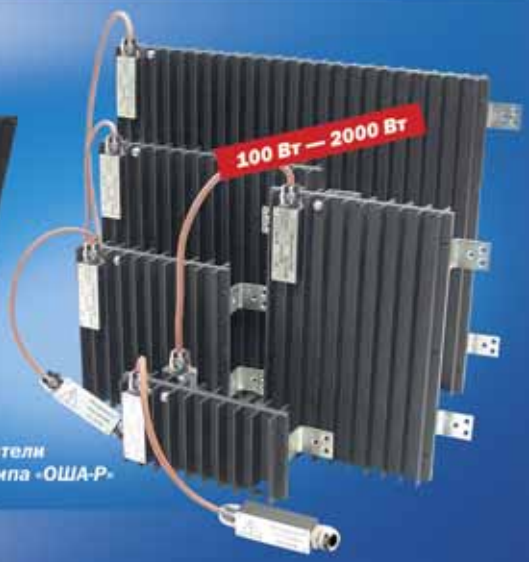
РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

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

Взрывозащищенные обогреватели

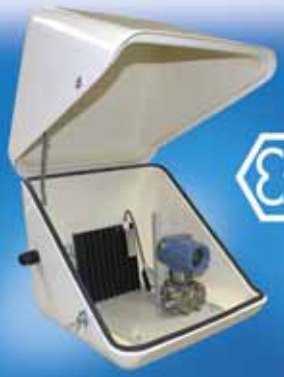
Пульт управления ПУОБ-0001Ex

Обогреватели для КИПиА ОУр, ОУр-ПЛ, ОНП



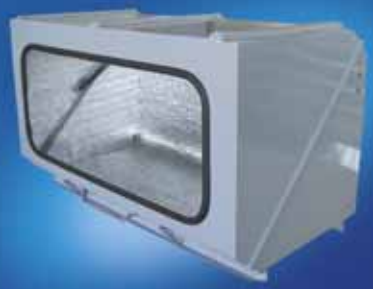
Обогреватели (нагреватели) типа «ОША-Р»

Шкафы для приборов КИПиА



Стеклопластиковый шкаф типа DIABOX

Металлические шкафы типа КШО



Металлический шкаф типа DIABOX

Утепляющие чехлы для приборов КИПиА

Изготавливаем чехлы любых размеров по чертежам заказчика.

По результатам испытаний — при температуре окружающей среды -60°С температура внутри чехла +15°С.

тел.: (4912) 92-57-57 **WWW.RIZUR.RU**

ОАО "НЕФТЕМАШ" - САПКОН

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:
- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;

- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:
- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А так же их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, **выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.**

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ***ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ****, а так же по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.*

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Страна: Россия
Адрес: г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
Факс: (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru
Сайт: www.sapcon.ru

ГИДРОСНАБ
Parker

Г. НОВОСИБИРСК, УЛ. СТАНЦИОННАЯ, Д. 2, ТЕЛ: (383)325-30-61, ФАКС: (383)325-30-69, E-MAIL: MARKETING@GSO-NSK.RU WWW.GSO-NSK.RU

РУКАВА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ
По каталожным номерам и индивидуальным техническим условиям

КЛАССИФИКАЦИЯ КЛИНЬЕВ-ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

CLASSIFICATION OF WEDGES

УДК 622.248.67

А.А. МУХАМЕТШИН к.т.н., старший научный сотрудник (ТатНИПИнефть)
Д.В. МАКСИМОВ инженер (ТатНИПИнефть)
К.В. МЕЛИНГ к.т.н., зав. сектором восстановления крепи скважин, (ТатНИПИнефть)
Р.Х. ИЛАЛОВ инженер (ТатНИПИнефть»)
Т.А. МУХАМЕТШИН инженер (ОАО «Казанский вертолетный завод»)

Бугульма
maa@tatnipi.ru

A.A. MUKHAMETSHIN candidate of science, senior researcher (TatNIPIneft)
D.V. MAKSIMOV engineer (TatNIPIneft)
K.V. MELING candidate of science, Head of Section, Drilling Department (TatNIPIneft)
R.KH. ILALOV engineer (TatNIPIneft)
T.A. MUKHAMETSHIN engineer (OAO «Kazan Helicopter Plant»)

Bugulma

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: основной ствол, боковой ствол, клин-отклонитель, якорь, цементный мост
KEYWORDS: main wellbore, lateral, wedge, whipstock anchor, cement plug

Предложена классификация существующих конструкций клиньев-отклонителей и технологии их применения. В её основу положены 5 наиболее общих признаков: технология установки, способ закрепления в скважине, конструкция отклоняющей поверхности, наличие защиты отклоняющей поверхности и конструкция отклоняющих и прижимающих «голову» клина к стенке обсадной колонны устройств.

The paper offers classification of available designs of wedges, based on five features in common, namely, technology of installation, method of securing in the wellbore, design of the divergent face, protection of the divergent face, and design of diverting tools and tools pressing the wedge head to the casing wall.

Бурение боковых стволов (БС), боковых горизонтальных стволов (БГС), многозабойных скважин (МЗС) и их эксплуатация не возможна без применения комплекса специального оборудования для вырезания части эксплуатационной колонны, зарезки и бурения каждого ствола, доставки технологического оборудования к забою отдельного ствола при их ремонте.

Одним из видов этого оборудования является клин-отклонитель. Он предназначен для изменения траектории движения фрез при вырезании «окна» в обсадной колонне, долот при бурении, хвостовиков и фильтров при их спуске и креплении БС.

Отсутствие классификации существующих конструкций клиньев-отклонителей и технологии их применения, а также большое разнообразие существующих скважинных условий не позволяют рационально выбрать оптимальное оборудование для каждой конкретной скважины. Для облегчения этой работы на основе проведенного анализа отечественных и зарубежных конструкций клиньев-отклонителей и технологий их применения нами разработана их классификация (см. рисунок).

В основу классификации положено 5 наиболее общих признаков: технология установки, способ закрепления в скважине, конструкция отклоняющей поверхности, наличие защиты отклоняющей поверхности и конструкция отклоняющих и прижимающих «голову» клина к стенке обсадной колонны устройств [1].

Ранние конструкции клиньев-отклонителей изготавливали с плоской отклоняющей поверхностью вследствие простоты их изготовления. Применение таких клиньев-отклонителей приводило к вырезанию «окна» неправильной конфигурации и изменению направления БС вследствие влияния реактивного момента вращения инструмента, а при зарезке БС в зоне крепких пород невозможности отхода от основного и бурения его по винтовой линии вдоль основного ствола. Кроме этого, происходило вырезание ленты металла из тела клина, а не из стенки обсадной колонны, так как удельное давление райбера на поверхность клина передается по линии, а на поверхность колонны по части площади цилиндра. Часто происходил преждевременный выход райбера за стенку колонны и оставление ступеньки в нижней части «окна», что препятствовало проходу долота через «окно» и приводило к многократным его проработкам несколькими райберами [2, 3, 4].

Современные клинья-отклонители изготавливаются только с желобо-образной отклоняющей поверхностью [5].

Защита отклоняющей поверхности клина-отклонителя от износа фрезами при вырезании «окна» трудоемкая и дорогостоящая операция, требующая для своего осуществления дорогостоящего технологического оборудования. Ее выполняют сплошной или прерывистой.

Прерывистая – в виде сетки, с различной величиной ячеек, как на клиньях-отклонителях фирмы «Weatherford» [6], или в виде отдельных вставок повышенной твердости [7].

Сплошная – в виде износостойкого композиционного покрытия на клеевой основе [8], закалки всего клина или только его наклонной поверхности различными способами (ТВЧ, азотирования, боросилицирования и др.).

Все виды защиты обладают следующими недостатками:

- при своем нанесении на поверхность жёлоба или изменении структуры металла (закалке) ведут к короблению клина и необходимости последующей его правки;
- дороговизна способа изготовления наплавляемого или наклеиваемого слоя покрытия;
- сложность напряженно-деформированного состояния из-за наличия внутренних напряжений, возникающих в зоне соединения поверхности клина с материалом защиты при охлаждении после наплавки, вследствие значительного различия коэффициентов линейного расширения, которые способствуют образованию трещин и срыву частиц покрытия в процессе работы фрез;
- нанесение покрытия требует использования специального оборудования и высокой квалификации рабочих;
- все виды покрытий увеличивают износ фрез в процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны.

Нанесение защитного покрытия оправдывает себя при изготовлении съемных клиньев-отклонителей, используемых многократно.

Способ соединения клина с якорем имеет большое значение в процессе их применения.

Клинья, жестко соединенные с якорем, просты в изготовлении и дешевле ►

клиньев с подвижным соединением, однако обладают рядом существенных недостатков [3, 9, 10, 11]:

- жесткая конструкция не позволяет клину отклоняться к стенке обсадной колонны после его установки, а в интервалах с резким искривлением ствола или в кавернозных участках «голова» клина может доходить до осевой линии скважины, препятствуя прохождению фрез и долота;
- жесткая конструкция не позволяет клину проходить в резко искривленных участках скважины и может приводить к потере клина и даже основного ствола скважины.

В настоящее время предпочтение отдается клиньям-отклонителям с подвижным соединением клина с якорем, называемым шарнирным соединением, так как они не имеют вышеперечисленных недостатков.

Всё разнообразие конструкций клиньев-отклонителей связано с требованиями развивающейся технологии зарезки и бурения БС из существующих и строящихся скважин в различных геологических условиях. Так, стационарные по технологии установки и применения отличаются от съёмных, так как к ним предъявляются различные требования по надежности установки, области применения, ремонтопригодности, стоимости, а значит, и конструктивно они будут отличаться.

Стационарные клинья-отклонители устанавливаются в расчетном интервале скважины для зарезки и бурения БС в заданном направлении. Они остаются в основном стволе скважине на весь период бурения, крепления и эксплуатации БС. В связи с этими требованиями они должны прочно и надежно закрепляться в любом интервале скважины, иметь износостойкий направляющий жёлоб, сохранять свои конструктивные свойства в течение всего процесса бурения БС и быть относительно дешёвыми. По способу закрепления в скважине к ним относятся плашечные и цементируемые (заливные).

Цементируемые просты в изготовлении и надежны по закреплению в скважине. Их невозможно извлечь из скважины, так как хвостовик находится в застывшем цементе [2, 9].

Плашечные, как и цементируемые, были разработаны и применены еще в 19 веке [2, 10, 12]. Первые конструкции содержали одну плашку, которая выдвигалась по наклонной плоскости толкателем под действием осевой нагрузки, создаваемой весом колонны бурильных труб на клин-отклонитель, внедрялась в стенку скважины и удерживала клин от смещения и проворота. В процессе повышения технологических требований и совершенствования техники количество плашек увеличивалось, изменялась их конструкция, месторасположение на клине, способы выдвижения в рабочее положение, форма и размеры насечек (зубьев). Несмотря на большое разнообразие разработанных конструкций, эти клинья-отклонители имеют ряд существенных недостатков:

- для их установки необходимо создание искусственного забоя из шлифованного цементного моста, колонны бурильных или насосно-компрессорных труб, мостовой пробки или несъемного пакера, что ведет к увеличению затрат времени и материалов при бурении БС;
- ослабление закрепления плашек под воздействием вибрации при работе фрез и вследствие этого большая вероятность проворота клина, или его смещение при многократных спуско-подъемных операциях инструмента при бурении и креплении БС;
- ограниченность выхода плашек из корпуса клина, что приводит к необходимости изготовления отдельных плашек для колонны с различной толщиной стенки, как делает фирма «Weatherford», и невозможности закрепления клина-отклонителя в зоне с сильно корродированной, эллипсной, перфорированной или изношенной обсадной колонной.

Съемные (извлекаемые) клинья-отклонители начали применяться в 30-х годах прошлого века. Они были просты в изготовлении и использовались для зарезки и бурения обходных стволов при возникновении аварий в строящихся скважинах. Закрепление клина на забое скважины пикообразным наконечником препятствует его провороту, а зарезка обходного ствола ведется долотом меньшего диаметра [2,13,14]. Бурение бокового ствола осуществляется пилотным долотом с расширением.

Современные съемные клинья-отклонители закрепляются в скважине при помощи механических якорей с упором на цементный мост, мостовую пробку или кольцевой упор, установленный в стыке муфтового соединения обсадной колонны, или на гидромеханический пакер.

Механические якоря являются усовершенствованной конструкцией плашечных узлов стационарных клиньев-отклонителей, позволяющих переводить ►

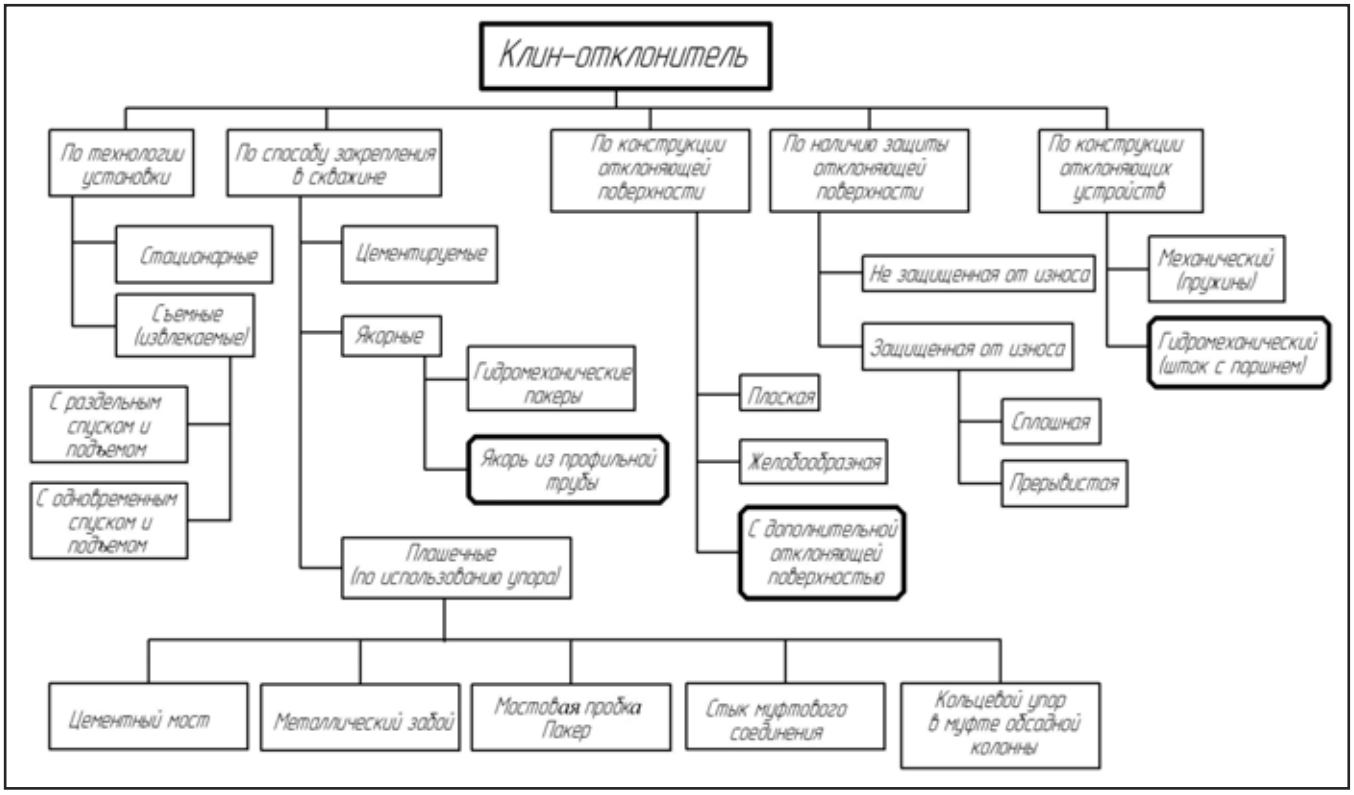


Рисунок - Классификация клиньев-отклонителей

распорные плашки в транспортное положение при извлечении клиньев-отклонителей из скважины. Они обладают недостатками стационарных клиньев-отклонителей с плашечным узлом закрепления, описанными выше, но из-за простоты и отработанности конструкции продолжают применяться до настоящего времени. Это клинья-отклонители фирм: «Weatherford», «Schlumberger», «Backer Huges», «Bowen», ООО «БИТТЕХНИКА» и др. [4,5]

Гидромеханические пакеры устанавливаются в любом интервале обсадной колонны под действием давления промывочной жидкости и осевой нагрузки, передаваемой через колонну бурильных труб. Эти устройства сложны по конструкции, металлоемки, дорогостоящие и предъявляют повышенные требования к квалификации обслуживающего персонала при эксплуатации. Такие клинья-отклонители изготавливают фирмы «Weatherford», «A-1 International», «Smith Services», ООО «БИТТЕХНИКА» и др. [4, 5, 13].

По технологии установки и извлечения из скважины съёмные клинья-отклонители подразделяются на клинья с раздельным спуском и подъемом и на клинья с одновременным спуском и подъемом.

Клинья-отклонители по первой технологии спускаются, ориентируются и устанавливаются в скважине совместно с полноразмерной компоновкой фрез. Они позволяют после отделения компоновки фрез от клина сразу произвести вырезание «окна» в стенке обсадной колонны и зарезку БС необходимого диаметра. После этого компоновка фрез извлекается из скважины. В скважину спускают долото необходимого диаметра и бурят БС. Затем в скважину спускается специальный инструмент для захвата клина-отклонителя, его снятия и извлечения из скважины. Для осуществления этой операции применяют колокола с удлиненной юбкой или специальные крючки. Успешность операции захвата и извлечения клина-отклонителя составляет 98 % [4].

По второй технологии клинья-отклонители спускаются, ориентируются и устанавливаются в скважине совместно с фрезой или долотом меньшего диаметра, чем долото, которым будет бориться БС. В обсаженной скважине для ориентирования и установки таких клиньев в компоновку обсадной колонны включают специальные кольцевые упоры в расчетных интервалах еще на стадии её сборки и спуска в скважину. В скважине клинья-отклонители устанавливают с упором на искусственный забой. Установив клин-отклонитель, производят вырезание «окна» в стенке обсадной колонны и зарезку БС. При извлечении фрезы или долота из скважины одновременно происходит снятие и извлечение клина. Затем в скважину спускается и устанавливается другой клин облегченной конструкции (дефлектор), с которого производится расширение и калибровка «окна» колонными фрезами и бурение БС долотом необходимого диаметра. Крепление БС производят хвостовиком по существующей технологии без соединения его с обсадной колонной основного ствола. Дефлектор остаётся в скважине на весь период её эксплуатации для направления инструмента в БС при проведении в нем ремонтных работ. Изготовлением и применением такого оборудования занимается предприятие «Sperry San» компании «Halliburton».

Классификация позволяет легко ориентироваться в многообразии конструкций клиньев-отклонителей и определять пути создания новой техники с необходимыми свойствами.

Вновь созданные клинья-отклонители подтвердили это положение и были включены в классификацию [15, 16, 17] (на рисунке выделены жирной рамкой).

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Айвазян С.А., Енюков И.С., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика: Основы моделирования и первичная обработка данных. Справочное издание. – М.: Финансы и статистика, 1983. – 471 с.
2. Brantly J. E. History of Oil Well Drillinq. – Houston, Tex. U.S.A.: Book Division GULF Publishing Company, 1971. - 1525 с.
3. Арутюнов Б.И. Зарезка и бурение вторых стволов в эксплуатационных скважинах. - Баку: АЗНЕФТЕИЗДАТ, 1956. - 71 с.
4. Федорычев В.А. Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 52 с.
5. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Матиешин И.С., Кустышев А.В. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНТУ, 2007. – 496 с.
6. Пат. 2173761 Российская Федерация, МПК4 E21B 29/06. Однопроходное устройство с уипстоком для образования окна в обсадной трубе скважины / Макгариан Б., Штайнкамп М.; заявитель и патентообладатель СМИТ ИНТЕРНЭШНЛ, ИНК (US). - № 981019-13/03; заявл. 08.07.96; опубл. 20.11.99.
7. Пат. 3087524 WO МПК4 E21B 7/08. Способ изготовления и конструкция отклоняющего устройства / Carter, Thurman, B.; Redlinger, Thomas, M.; Brunnert, David, J. заявитель и патентообладатель Weatherford/Lamb, Inc.; Carter, Thurman, B.; Redlinger, Thomas, M.; Brunnert, David, J. - № 3720-04; заявл. 12.04.02; опубл. 14.04.03, Вып. 63 № 20, 2004.
8. Пат. 2281371 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Отклонитель / Тихонов О.В.; заявитель и патентообладатель ООО «БИТТЕХНИКА». - № 2005102454/03; заявл. 01.02.05; опубл. 10.08.06, Бюл. № 22.
9. Пат. 2119573 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Отклонитель клиновой заливаемый / Рамазанов Г.С., Гилязов Р.М., Зиганшин А.Ш., Нуруллин А.Н.; заявитель и патентообладатель Туймазинское управление буровых работ. - № 97103761/03; заявл. 11.03.97; опубл. 27.09.98, Бюл. № 27.
10. Пат. 2148697 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Отклонитель клиновой / Тихонов О.В., Богомазов Л.Д., Трапезников С.Г.; заявитель и патентообладатель ООО «БИТТЕХНИКА». - № 98114551/03; заявл. 20.07.98; опубл. 10.05. 2000, Бюл. № 13.
11. Пат. 2197593 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Устройство для многозабойного вскрытия продуктивных пластов одной скважиной / Галикеев И.А., Аверин М.Г., Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Баянов В.М., Глухов С.Д.; заявитель и патентообладатель ООО НПП «Горизонт». – № 2002106934/03; заявл. 18.03.02; опубл. 27.01.03, Бюл. № 3.
12. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении: Учебное пособие. – М.: Недра, 1987. - 279 с.
13. Пат. 2289670 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Извлекаемый отклонитель / Тихонов О.В.; заявитель и патентообладатель ООО «БИТТЕХНИКА». – № 2005116407/03; заявл. 30.05.05; опубл. 20.12.06, Бюл. № 35.
14. Меерсон Е.Г. Бурение наклонных скважин в заданном направлении из американской практики бурения на нефть. // Разведка недр. – 1936. – № 4. - С. 31-36.
15. Пат. 2164282 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Устройство для забуривания дополнительного ствола из скважины / Тахаутдинов Ш.Ф., Юсупов И.Г., Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Часовский П.П.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти «ТатНИПИнефть». - № 99117676/03; заявл. 09.08.99; опубл. 20.03.01, Бюл. № 8.
16. Пат. 2366793 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Отклонитель клиновой скважинный / Ибрагимов Н.Г., Залятов М.М., Ахмадишин Ф.Ф., Мухаметшин А.А., Кашапов И.К., Исмагилов М.А.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2008114132/03; заявл. 10.04.08; опубл. 10.09.09, Бюл. № 25.
17. Пат. 70920 Российская Федерация, МПК4 E21B 7/08. Отклонитель клиновой / Ахмадишин Ф.Ф., Кашапов И.К., Мухаметшин А.А., Мелинг К.В., Исмагилов М.А., Зубарев В.И.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти «ТатНИПИнефть». - № 2007140855/22; заявл. 02.11.07; опубл. 20.02.08, Бюл. № 5.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АНТИГИДРАТНЫХ ИНГИБИТОРОВ

THE ANTIHYDRATE INHIBITORS EFFICIENCY RESEARCH

УДК 622.323

Ю.А. БЕЛЯЕВ | ст. н.с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН», канд. техн. наук | Москва belyaev-y@yandex.ru

YU. A. BELYAEV | SR «Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology» RAS, Ph.D. | Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Антигидратные ингибиторы, аммиак, уксусная кислота, температурная депрессия, температура начала гидратообразования

KEYWORDS: Antihydrate inhibitors, ammonia, Acetic acid, temperature depression, hydrate formation

Изучен ряд высокоэффективных антигидратных ингибиторов на основе аммиака. Показано, что добавление уксусной кислоты в систему ведёт к еще большей температурной депрессии.

Researched a number of highly effective ammonia-based antihydrate ingibitors. It is shown that the addition of acetic acid in the system leads to even greater temperature depression.

Основной характеристикой любого антигидратного ингибитора служит величина снижения температуры начала фазового перехода по сравнению с температурой начала гидратообразования в системе газ-вода.

Технологически предпочтительны ингибиторы с высокой упругостью паров, что позволяет защищать гидратоопасный интервал большей протяженности. Наиболее эффективным антигидратным ингибитором (АИ) является аммиак. Поэтому в лабораторных условиях были экспериментально изучены антигидратные характеристики водных растворов аммиака и других композиций различной концентрации. Исследование процесса образования парафиногидратов и ингибиторов гидратообразования и коррозии изучали на лабораторной установке высокого давления, представленной на рис. 1. Основой установки является термостатированная камера исследования гидратов высокого давления (до 200 ати) с мешалкой. В камеру через манифольд В10 – В12 и В6 из ёмкости нагнетали исследуемую жидкость, после чего из контейнера или от скважины через манифольд В5 заполняли камеру исследуемым газом. Кроме того, через манифольд Б6 предусмотрена с помощью ручного пресса подача в камеру фиксированного количества дополнительных исследуемых жидких реагентов. Момент образования гидратов, динамику их образования и структуру можно было воочию наблюдать через полированное толстостенное оптическое стекло. ►

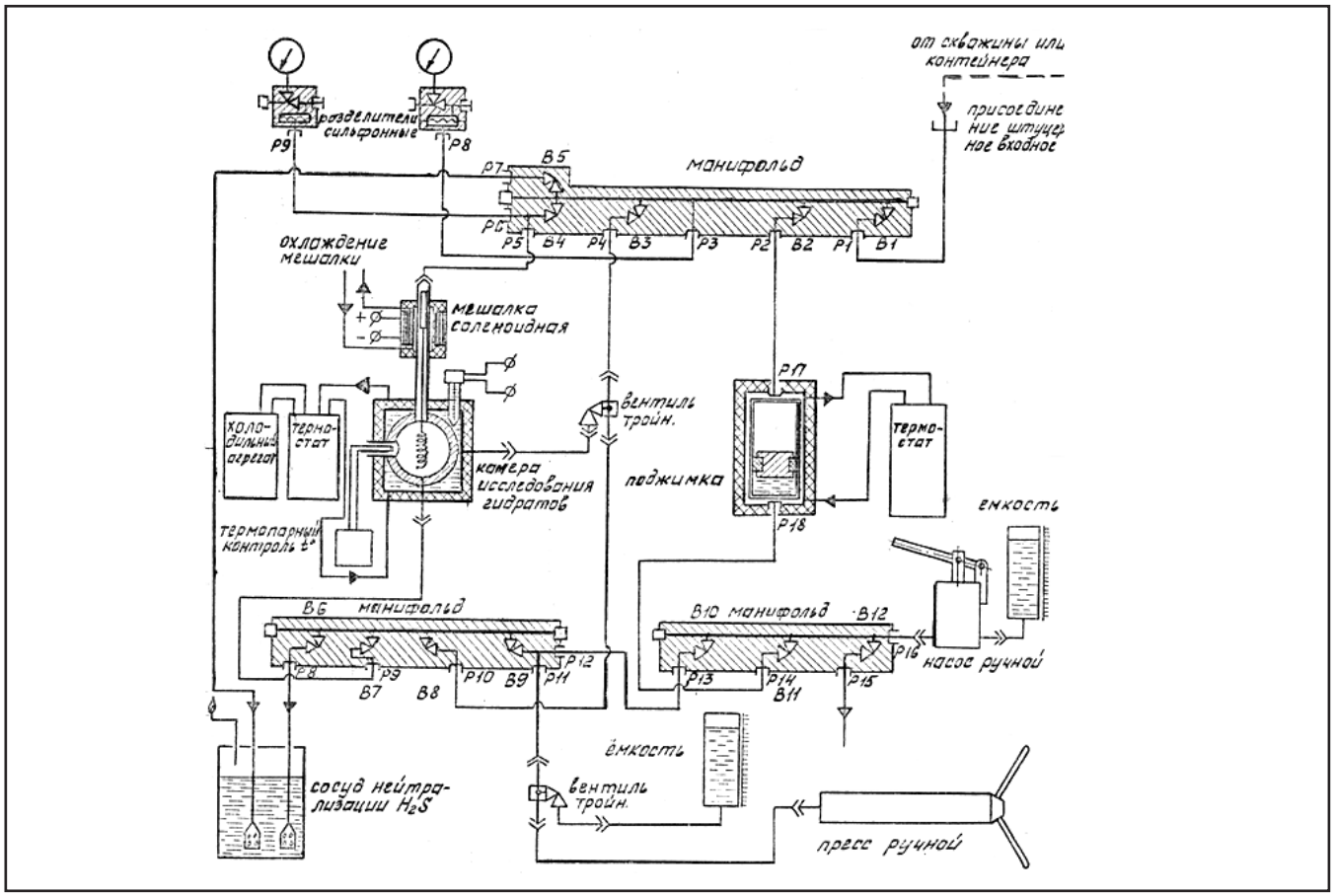


Рис. 1 Технологическая схема исследования процессов гидратообразования. Назначение оборудования: Манифольды В10, В12 и В6 служат для заполнения установки исследуемой жидкостью. Манифольд В5 – для заполнения установки исследуемым газом, а также для контроля давления, ручной пресс служит для подачи в камеру дополнительных исследуемых жидкостей. Температура поддерживалась с помощью холодильного агрегата. Поджимка служит для поддержания заданного давления.

Система вода-метан + NH_3,% мас	Давление, ати						
	50	55	60	65	70	80	90
	Равновесная температура начала гидратообразования, °С						
0	5,8	6,7	7,5	8,3	8,9	10,2	11,3
3	3,4	4,2	5,0	5,6	6,3	7,5	8,3
5	1,8	2,6	3,2	3,8	4,4	5,4	6,3
7	0,6	1,3	1,7	2,3	2,6	3,6	4,1
9	-0,8	-0,4	-0,1	0,3	0,7	1,4	1,9

Таб. 1 Равновесная температура начала гидратообразовани системы вода-метан и вода – метан – аммиак.

Ингибиторная система	Конц. ингибитора, % масс.	Плотность, кг/м³	Вид уравнения
Метан-вода	-	-	t = 21,60 lgP – 30,9125
Метан-вода-аммиак	3	0,981	t = 19,9827 lgP – 30,5616
- // -	5	0,978	t = 17,1236 lg P – 27,2058
- // -	7	0,969	t = 14,9664 lg P – 24,7685
- // -	9	0,960	t = 11,2864 lg – 20,1185

Таб. 2 Характеристика ингибиторного состава и уравнения теоретического расчёта равновесной температуры начала гидратообразования системы вода – метан и вода – метан – аммиак

Добавка ингибиторной композиции, % мас	Давление, ати			
	60	70	80	90
	Равновесная температура, °С			
2,5	4.3	5,5	6,4	7,3
3,5	2,4	3,7	4,8	5,6
5,0	1,4	2,5	3,3	4,0

Таб. 3 Изменение равновесной ТНГО в системе C_1-NH_3OH-CH_3COOH-H_2O в зависимости от давления.

№ п/п	Концентрация АИ % мас	Вид уравнения
1	2,5	t = 17,1518 lg P – 26,1865
2	3,5	t = 16,2735 lg P – 26,1713
3	5,0	t = 14,2754 lg P – 23,7820

Таб. 4 Уравнения для теоретического расчёта кривых начала гидратообразования для системы C_1-NH_4OH-CH_3COOH-H_2O.

В таблице 1 представлены экспериментальные данные равновесной температуры начала гидратообразования системы: метан – вода и вода – метан – аммиак с содержанием последнего 3, 5, 7 и 9% масс. Из анализа табличных данных видно, что добавление в антигидратную систему (АГС) аммиака равновесная температура начала гидратообразования (ТНГО) значительно понижается. Наибольшее её снижение наблюдается при концентрации выше 5% масс. При концентрации аммиака 9% масс. ТНГО понижается в 6 и более раз.

Автором выведены уравнения для теоретического расчёта кривых равновесной температуры начала гидратообразования, представленные в таблице 2.

Коэффициент аппроксимации (сходимости точек с экспериментом) составляет 99%. Водный раствор аммиака более чем в два раза эффективнее водного раствора метанола и хлористого кальция, но при наличии в пластовой продукции углекислоты она (углекислота) реагирует с аммиаком и в результате образуется трудно растворимый осадок карбонат аммония. Во избежание осложнения был создан и изучен состав в виде смеси аммиака с уксусной кислотой, добавляемой в стехиометрическом количестве. Результаты представлены в таблице 3.

Как видно из таблицы, предложенная система обладает ещё более сильными антигидратными свойствами. Так, например, при добавки её 5% масс, температура начала гидратообразования для системы аммиак – уксусная кислота на 3,6 °С ниже, чем для ИС метан – аммиак. Исходя из приведённых данных видно, что равновесная ТНГО понижается с увеличением количества и состава. Выведенные автором уравнения для теоретического расчёта кривых начала гидратообразования для системы метан-раствор аммиака-уксусная кислота-вода представлены в таблице 4.

Расчёт удельного необходимого количества ингибитора гидратообразования на основе аммиака при промышленном его применении вычисляется по формуле

$$Y = \frac{W \cdot C_2}{C_1 \cdot C_2} + C_2 \cdot 0{,}00592 \cdot G \cdot (225{,}81\ P^{0{,}716} \cdot e^{0{,}061 \cdot T})$$

Y – расход водоаммиачного раствора , кг. на 1 т. добытой нефти.
W – обводнённость нефти, кг/т нефти.
C_1 – весовая концентрация свежего р-ра, %
C_2 – весовая концентрация отработанного р-ра, %.
P и T – давление и температура на устье скважины соответственно.
G – газовый фактор, тысяч куб. м/т.

С учётом уксусной кислоты, – к расчётному расходу водоаммиачого раствора прибавляется стехиометрическое количество CH_3COOH, тогда общий расход антигидратной композиции составит: Q, = Y + стехиометрическое количество CH_3COOH.

Выводы.

1. Изучен ряд высокоэффективных антигидратных ингибиторных составов на основе аммиака и уксусной кислоты;
2. Экспериментально показано, что введение в состав антиингибиторной композиции аммиака зачительно понижает равновесную температуру начала гидратообразовния, но является не надёжным, если в продукции скважины присутствует диоксид углерода.
3. Экспериментально показано, что добавление в АГ композицию уксусной кислоты в стехиометричеком количестве по отношению к аммиаку, ведёт ещё к большему понижению равновесной температуры начала гидратообразования.
4. Представлена формула расчёта необходимого количества антигидратной композиции на основе аммиака при промышленном её использовании. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. В.А. Хорошилов, Х.И. Ибрагимова, Н.Я. Зайцев, А.Г. Бурмистров «Гидратообразование в системе конденсат-вода (Оренбуржское месторождение)», Журнал «Газовая промышленность», № 4, 1972 г. с. 11-13.
2. Ю.Ф.Макагон «Гидраты природных газов», М. Издательство «Недра», с. 33, (208с.)

ОБВОДНЕННОСТЬ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН И ВЛИЯНИЕ ЕЕ НА ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

УДК 622. 276.5:556.343

В. А. НАСЫРОВ начальник отдела Ижевского нефтяного научного центра, Ижевск, VANasyrov@udmurtneft.ru
Ю.В. ШЛЯПНИКОВ гл. инженер НГДУ « Киенгоп»
А. М. НАСЫРОВ доцент Удмуртского Гос. Университета

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Обводненность продукции скважин, аномально-вязкие эмульсии, погрешность измерения содержания воды, влагосодержание, большеобъемная проба, асфальтосмолистые парафиновые отложения, интенсивность коррозии, сульфид железа

Предложены границы подразделения скважин в группы по уровню содержания воды в добываемой продукции. Выявлены причины большой погрешности при измерении содержания воды в продукции высокообводненных скважин. Изложено влияние обводненности продукции скважин на осложняющие факторы в добыче нефти.

1. Группы скважин по уровню обводненности продукции.

В настоящее время в литературных источниках и нормативно -технических документах нет четкого разделения скважин по уровню обводнения. Однако с учетом технологических особенностей продукции скважин и эмульсий целесообразность в разделении скважин по уровню обводнения имеется. Скважины по уровню обводненности можно подразделить на 4 группы.

Первая группа – с содержанием воды в продукции скважины до 40%. Дисперсионная среда при этом – нефть, дисперсная фаза – вода. Механическое перемешивание не создает аномально-вязких эмульсий. Эту группу надо отнести к малообводненому фонду скважин.

Вторая группа – скважины с продукцией средней обводненности – от 40 до 75% воды в скважинной продукции. В интервале этой обводненности происходит инверсия фаз: эмульсия вода в нефти превращается в эмульсию нефть в воде. При механическом перемешивании создаются аномально-высоковязкие эмульсии, обладающие структурообразующими и тиксотропными свойствами. Такие эмульсии разлагают подогревом, добавлением деэмульсаторов, воздействием электрических и магнитных полей.

Третья группа 75-95% обводненности: эмульсия быстро разлагается на нефть и воду с достаточно четким разделом фаз. При этом вязкость жидкости небольшая и по величине может быть даже ниже вязкости чистой нефти. Эта группа называется высокообводненным фондом.

Четвертая группа скважин – это группа с предельной обводненностью продукции 95% и выше. При этом вязкость жидкости близка к вязкости пластовой воды. Устойчивая эмульсия не создается при перемешивании с любой интенсивностью, водо-нефтяная смесь быстро расслаивается на нефть и воду.

При существующей системе сбора нефти и газа и отбора проб жидкости на содержание воды точный замер обводненности продукции высокообводненных скважин представляет определенную трудность в отличие от продукции скважин с малой и средней обводненностью.

2. Причины высокой погрешности при измерении содержания воды в продукции высокообводненных скважин.

1. В зависимости от способа эксплуатации скважин, от величины газового фактора, от структуры жидкости в подъемных трубах могут быть значительные отклонения в содержании воды в добываемой жидкости при отборе проб на устье. Как известно, различают три вида структуры потока в НКТ:
   - пробковая
   - пузырьковая
   - стержневая ►

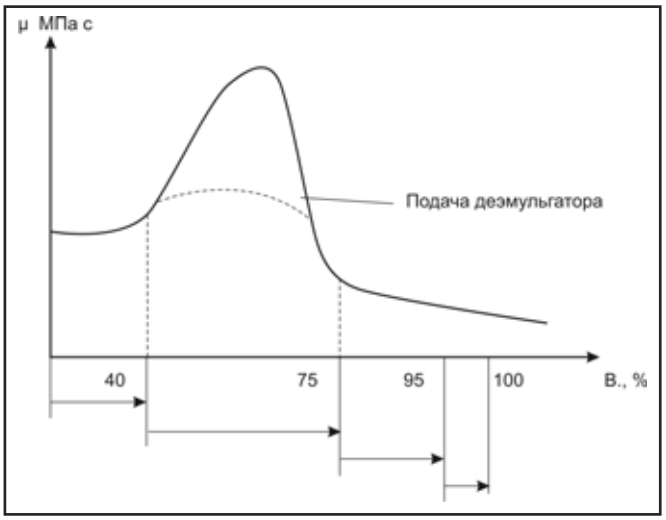


Рис.1. Зависимость вязкости нефти от содержания воды. Стрелками показаны стадии обводнения продукции скважины: 0-40% – малая обводненность, 40-75% – средняя обводненность, 75-95% – высокая обводненность, 95-100% – предельная обводненность.

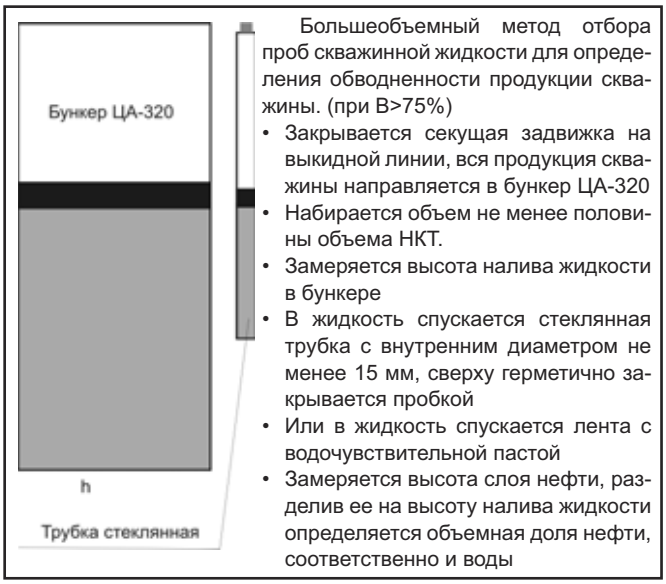


Рис.2. Метод уточнения содержания воды при высокой и предельной обводненности продукции скважин.

Наиболее серьезным ошибкам приводит пробковая структура потока, поскольку в подъемных трубах создаются условия для разделения фаз нефти и воды. Поэтому, если при отборе проб продукции скважин на устье оказалось начало пробки – будет одно содержание воды, конец пробки жидкости – другое содержание воды.

2. При измерении обводненности продукции скважины очень важное значение имеет конструкция и способ установки пробозаборного устройства.

В настоящее время в на промыслах применяется 3 варианта устьевых пробозаборных устройств (варианты 1-3, рис. 3). Данные конструкции пробозаборных устройств обеспечивают удовлетворительную достоверность результатов замера обводненности в интервале 0-75%. В случае более высокой обводненности продукции скважин указанные варианты пробоотборников дают погрешность до 10% и более, независимо от того, есть многоточечный отбор (вариант-3), или нет. Причиной этому является то, что скорость течения жидкости обратно пропорционально величине вязкости. Вязкость воды десятки раз меньше вязкости нефти, поэтому в емкости для набора пробы всегда больше воды, чем есть на ►

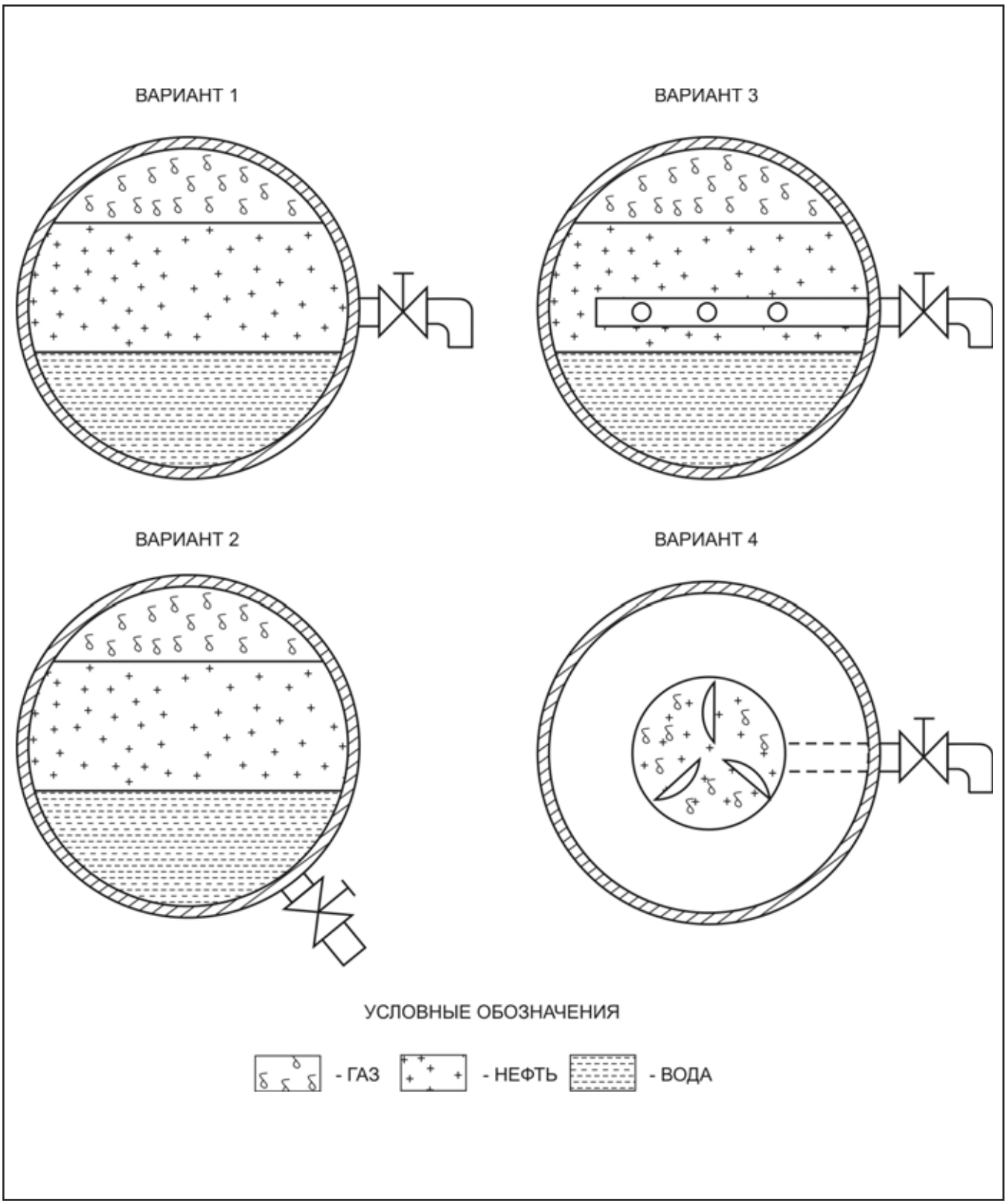


Рис.3. Применяемые (вариант 1-3) и предлагаемый способы установки пробозаборного устройства.

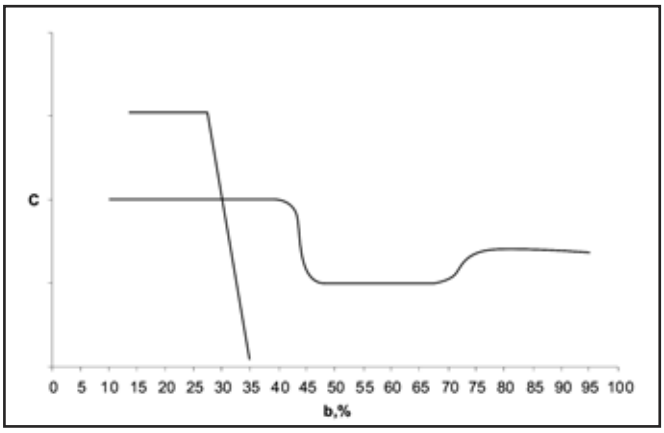


Рис.4. Зависимость интенсивности отложений АСПО от содержания воды в продукции скважин для ЭЦН5-80-1200 и НГН-44.

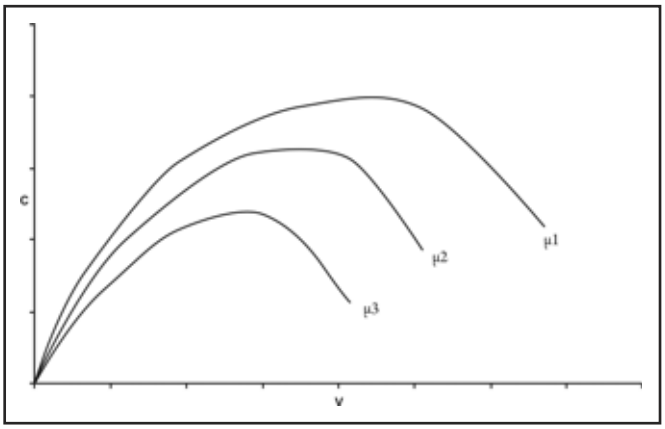


Рис.5. Зависимость интенсивности АСПО от скорости потока для различных вязкостей добываемой жидкости. μ1-10мПас; μ2- 30мПас; μ3-150мПас.

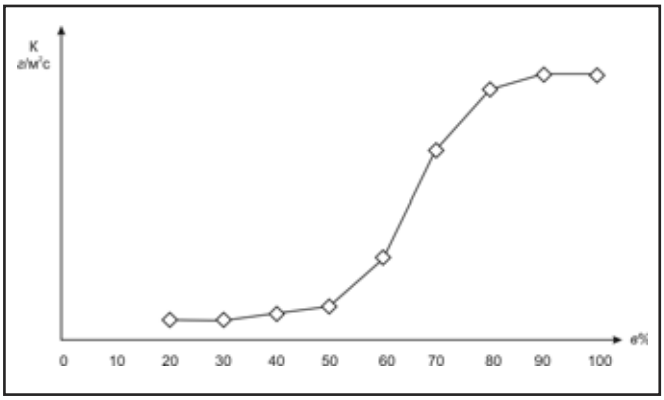


Рис.6. Характер изменения агрессивности добываемой жидкости от обводнения продукции скважины.

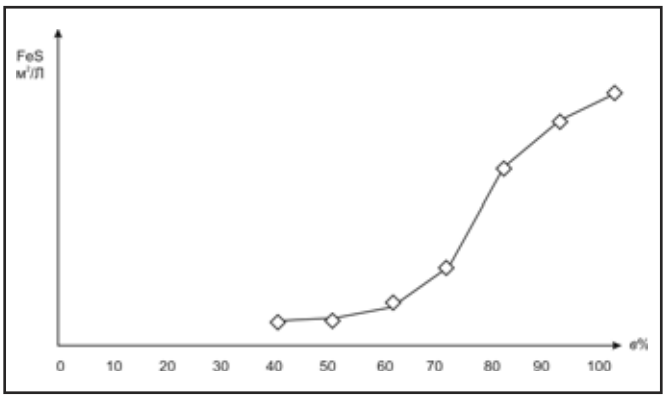


Рис.7. Зависимость интенсивности отложений сульфида железа от обводнения продукции скважин на Мишкинском месторождении нефти.

самом деле в продукции скважины.

3. Третья причина погрешности – ошибка при измерении процента воды в химико-аналитических лабораториях. Эта составляющая погрешности весьма мала и не превышает 1-1.5%.

Таким образом, основная погрешность при измерении обводненности скважин по существующей технологии возникает при отборе проб жидкости на устье скважины из-за несовершенства пробозаборных устройств и неравномерности структуры потока.

3. Предложения по снижению погрешности при измерении обводненности продукции скважин.

Одним из основных методов снижения погрешности при измерении содержания воды в продукции высокообводненных скважин может служить применение диспергаторов жидкости на месте отбора проб (см. вариант 4.приложение 9.2.)

В этом случае проба отбирается с турбулентного потока, где раздел фаз нефть-вода не существует. Применение диспергаторов значительно повышает достоверность измерений содержания воды в жидкости скважины.

Примером может служить скв. 371 Гремихинского месторождения, где установлен на устьевой обвязке « Узел технологического контроля» в порядке эксперимента с 2004г. На устье этой скважины имеется возможность отбирать пробу с обычного пробоотборника и диспергатора. При обводненности продукции ниже 70% разница в влагосодержании проб с обычного пробоотборника и диспергатора небольшая, а при обводненности выше 70% с обычного пробоотборника содержание воды на 4-10% выше, чем с диспергатора.

Применение таких неточностей недопустимо при предельной обводненности продукции скважин , поскольку речь при этом уже идет о рентабельности эксплуатации скважин. Например, УЭЦН 5-160-1300 работает с дебитом жидкости 150м^3/сутки при обводненности продукции согласно отобранным пробам традиционным способом – 98%. При более точном измерении и при уточнении отбора проб большеобъемным методом оказалась обводненность 93%. Таким образом в первом случае суточный дебит нефти равнялся 3м^3, во втором случае 10.5% м^3, т.е. уже о нерентабельности речь не может идти.

4. Большеобъемная проба продукции скважин.

Как было отмечено выше, что в лифте скважины и пробозаборном устройстве на монифольде скважины происходит значительное искажение влагосодержания продукции скважины, в большинстве случаев в сторону увеличения влагосодержания. В целях более точного измерения влагосодержания продукции скважины рекомендуется отбирать большеобъемные пробы жидкости. Чтобы исключить или уменьшить влияние структуры потока жидкости в подъемных трубах обьем пробы предлагается брать не менее половины обьема НКТ. При отборе проб высокообводненная скважина работает только на отдельную емкость (см.рис. 2.). После отбора пробы жидкости дается небольшой отстой (в пределах одного часа) для дегазации жидкости и разделения фаз.

Следующим шагом является измерение высоты налитой жидкости и высоты слоя нефти путем набора жидкости в стеклянную трубку или определение толщины слоя нефти с помощью водочувствительной ленты.

Разделив высоту слоя нефти в стеклянной трубке на высоту набранной жидкости в емкости определяется предварительный результат измерения содержания нефти в продукции скважины. Для более точного определения содержания воды отобранный слой нефти направляют в ХАЛ для измерения остаточного содержания воды, результат которого прибавляют к предварительному результату определения влагосодержания продукции.

Большеобъемный отбор пробы применяется для уточнения влагосодержания продукции высокообводненной скважины для принятия решения о рентабельности ►

эксплуатации скважины с этого горизонта, перед переводом скважины в бездействие или на другой горизонт.

Альтернативой большеобъемному отбору проб является применение автоматических поточных приборов по измерению влагосодержания продукции скважины. Интегральный показатель влагомера за 8 часов полностью бы ликвидировала погрешность измерения содержания воды из-за структуры потока жидкости по трубе. Однако, отечественная промышленность пока не выпускает влагомеры необходимой точности измерения для высокообводненных сред.

4. Влияние содержания воды в продукции скважины на осложняющие факторы.

4.1. Интенсивность отложения асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО) на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) в зависимости от обводнения продукции скважины изучена, в основном, в промысловых условиях методом наблюдения отложений при текущих и капитальных ремонтах скважин, а также методом анализа частоты спуска скребков и горячих промывок скважин.

Зависимость интенсивности отложений АСПВ от обводненности для способов эксплуатации УЭЦН и СШНУ для большинства изученных месторождений Удмуртской Республики имеет вид, как показано на рис.4.

Характер, глубина, и интенсивность АСПО в начальной стадии эксплуатации скважин СШНУ и УЭЦН (до обводненности продукции 15-20%) значительных расхождений не имеют. Однако при достижении обводненности продукции скважин 30-35% интенсивность отложений в НКТ при эксплуатации УЭЦН резко снижается. Как видно из графика (рис.4.), интенсивность асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО) после достижения обводненности продукции 30-35% при эксплуатации УЭЦН приближается к нулю. Эта закономерность установлена для Архангельского, Ельниковского, Киенгопского и других месторождений. Причина такого явления детально не изучена. Однако, учитывая проявления указанного факта практически на всех месторождениях с различными свойствами нефти и газовым фактором, можно предположить, что при достижении обводненности 30-35% в центробежных колесах насоса образуется достаточное количество центров кристаллизации парафина, что способствует образованию кристаллов парафина в массе нефти и снижает интенсивность кристаллизации парафина непосредственно на стенках НКТ. При этом надо заметить, что подача деэмульсаторов нарушает проявление вышеуказанной закономерности.

Для СШНУ такая последовательность, как для УЭЦН, не наблюдается. В интервале максимальной вязкости жидкости (40-75% обводнения) наблюдается снижение интенсивности отложений парафина, уменьшается и количество горячих обработок, в дальнейшем интенсивность отложения парафина незначительно повышается.

Поскольку вязкость добываемой продукции в подъемных трубах в значительной степени зависит от обводнения, а интенсивность АСПО, в свою очередь, зависит от вязкости жидкости, то характер проявления этих величин в зависимости от скорости потока по результатам эмпирических оценок представлен на рисунке 5. Таким образом, можно констатировать, что изменение содержания воды в продукции скважин значительно влияет на интенсивность АСПО на скважинном оборудовании.

4.2. Влияние содержания воды в добываемой продукции на реологические свойства жидкости.

По мере появления воды в добываемой продукции происходят изменения в реологических свойствах нефти. Эти изменения до уровня обводнения 35-40% незначительны и существенного влияния на работу скважинного оборудования не оказывают. Однако при дальнейшем увеличении содержания воды в добываемой продукции начинает образовываться устойчивая высоковязкая эмульсия вода в нефти, обладающая структурообразующими и тиксотропными свойствами (см.рис.1). Максимальная вязкость этой эмульсии, превышающая вязкость нефти в десятки и сотни раз, достигается при обводнении 55-65%. Такая вязкость в первую очередь влияет на работу СШНУ: повышаются амплитудные нагрузки на колонну штанг, увеличиваются гидравлические трения штанг при ходе их вниз нередко до значения веса колонны штанг, что приводит к зависанию штанговой колонны. УЭЦН тоже снижает коэффициент подачи, повышается нагрузка на ПЭД до 10-15%, требуется применять более высоконапорные насосы.

При достижении обводнения 75% и более эмульсия теряет устойчивость, создается дисперсия нефть в воде с небольшой вязкостью. Если пластовая нефть имеет высокую вязкость, из-за чего не применялась УЭЦН, то после 80% обводнения можно применять УЭЦН с хорошими коэффициентами подачи. Примером может служить Гремихинское месторождение Удмуртской Республики с высоковязкими нефтями, где в начальный период применялся только способ эксплуатации с помощью СШНУ, а при высоком обводнении 30% фонда эксплуатируется УЭЦН.

4.3.Влияние содержания воды в продукции скважины на интенсивность коррозии.

На скорость коррозии скважинного оборудования оказывают влияние многие факторы, такие как минерализация воды, температура жидкости, наличие растворенных в жидкости агрессивных газов и других химически активных элементов, скорость потока и другие. Влияние содержания воды в продукции скважин на скорость коррозии металла нефтепромыслового оборудования изучалось по результатам статистического анализа порывности нефтепроводов на отдельных месторождениях и путем анализа скорости коррозии образцов свидетелей, установленных на выкидных линиях скважин. Надо сказать, что разброс данных достаточно большой, однако характер изменения агрессивности добываемой жидкости в зависимости от обводнения по большинству месторождений прослеживается и имеет вид, как показано на рис.6.

Надо отметить, что до обводненности 45-50% интенсивность порывов идентичных трубопроводов и скорость коррозии, определенная по образцам свидетелям, остается практически на одном уровне. Далее начинает резкий рост этих показателей и стабилизация на уровне обводнения 80%. Причина резкого роста интенсивности коррозии оборудования обьясняется выпадением свободной воды из водонефтяной эмульсии и применением деэмульсаторов для борьбы с эмульсией.

4.4. Влияние обводненности продукции скважин на отложения солей на скважинном оборудовании на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» графически показать не представляется возможным из-за большого разброса данных. Единственно, что имеет определенную закономерность, это интенсивность отложений сульфида железа на скважинном оборудовании в зависимости от обводнения продукции. Закономерность выявлена в результате многочисленных химических анализов осадков на скважинном оборудовании на Мишкинском нефтяном месторождении. Характер зависимости показан на рис.7. Это практически прямая зависимость в стадии высокого обводнения продукции скважин. В интервале малого обводнения продукции скважин данные малочисленны и имеют большой разброс показателей, поэтому показать графически не представляется возможным.

Выводы.

1. Повышение содержания воды в продукции скважин снижает негативное влияние АСПО на работу скважинного оборудования.
2. В интервале обводнения продукции скважин 40-75% создается водонефтяная эмульсия, обладающая структурными и тиксотропными свойствами, что снижает коэффициент подачи насосов и может привести к зависанию штанговой колонны.
3. Интенсивное повышение коррозионной активности скважинной продукции наблюдается в интервале обводнения 50-80% с дальнейшей стабилизацией этого показателя.
4. В интервале высокого обводнения скважинной продукции интенсивность образования отложений сульфида железа на скважинном оборудовании находится в прямой зависимости от содержания воды в продукции скважины. По другим минеральным солям четкой закономерности не обнаружено. ■

ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ТЕРМОХИМИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

CLEARING BOTTOM-HOLE ZONES BY THE THERMOCHEMICAL METHOD

УДК 622.276

Ю.А. БЕЛЯЕВ ст. н.с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН», канд. техн. наук. Москва belyaev-y@yandex.ru

YU. A. BELYAEV SR «Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology» RAS, Ph.D. Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Кольматация, пространственная сетка, ПЗП, скважины, герметизированные капсулы, перфорированный контейнер

KEYWORDS: Clogging, Spatial grid, bottom-hole zone, chink, pressurized capsules, punched container

Рассмотрены причины и условия кольматации ПЗП. Проведены успешные промысловые обработки 6-и скважин разработанным авторомтермохимическим способом.

The causes and conditions of clogging bottom-hole zones are concidered. 6 successful well treatment have been made with a help of a thermochemical method developed by the author.

В процессе эксплуатации добывающих скважин возникает кольматирование призабойнй зоны пласта (ПЗП) за счёт привноса частиц пластовым флюидом. Средний размер частиц загрязнителя (например, глинистых) не превышает $5 \cdot 10^{-6}$ м. Жидкости, содержащие частицы такого размера, являются коллойдно-дисперсными системами (КДС), состоящими из дисперсной среды – жидкости – и дисперсной фазы – коллойдных частиц размером от $5 \cdot 10^{-6}$ до 10^{-9} м. КДС седиментационно устойчивы т.е. разделение фаз в них не происходит. По мере приближения к ПЗП концентрация частиц увеличивается, при превышении граничной концентрации происходит коагуляция – слипание частиц, образующих пространственную сетку, пронизывающую жидкость. В этот процесс вносят свою долю засорение с привносимыми из пласта частицами парафинов и асфальтенов. Такая структурированная жидкость становится неньютоновской, т.е. обретает структурную вязкость, превышающую на несколько порядков исходную вязкость дисперсной среды. Между частицами начинают действовать силы Ван-дер-Ваальса. Прискважинная зона теряет при этом проницаемость. Все эти процессы протекают во времени. Таким образом, в основе происходящих процессов лежат причины физико – химического характера [1].

Для восстановления потенциальной проницаемости ПЗП необходимо произвести полное изотропное разрушение пространственной сетки, что позволит жидкости восстановить ньютоновские свойства, в том числе изначальную вязкость для данной КДС на определённое время. Если за это время скважину промыть, то избыток частиц дисперсной фазы будет удалён и проницаемость скважины будет частично восстановлена. В противном случае повышенная концентрация частиц вновь приведёт к образованию структурной сетки. Разрушить её можно разными путями, одним из которых – заставить неньютоновскую жидкость двигаться сквозь пористую среду, в этом случае сетка будет разрушаться. Для создания таких условий необходимо приложить большой градиент давления, который можно создать при помощи свабов, пульсаторов давления, пороховых генераторов, аккумуляторов давления и пр.

По другому способу сетка должна быть разрушена до начала движения, при этом жидкость вновь станет ньютоновской. Для этого необходимо прогреть призабойную зону пласта. Известно, что с ростом температуры вязкость неньютоновских жидкостей падает в результате увеличения энергии колебательного движения частиц, слагающих структурную сетку, при этом отдельные связи разрушаются. Это приводит к ослаблению структуры и, как следствие, снижению вязкости. Однако, для разрушения структурной сетки необходимо ввести в область ПЗП не менее 30000 КДж на 1м рабочей мощности пласта. Это возможно в случае применения реагентов, обладающих высоким энергетическим потенциалом. Автором разработаны такого рода реагенты, которые обладают не только высоким энергетическим потенциалом, но и мощным химическим воздействием. Реагенты и технология их применения промышленно отработаны.

Работы по очистке и восстановлению работоспособности скважин, работающих на 4-й стадии эксплуатации проводили в Объединении ТАТнефть НГДУ Альметьевнефть. Отдельные скважины работали в периодическом режиме, т. е. накопительном, при котором откачку нефти из скважины производили 2 дня в неделю остальное время она накапливалась в области забоя скважины. «Оживление» таких скважин стандартными способами дорого и практически не возможно, поэтому был предложен термохимический способ обработки, который заключается в следующем. Перфорированный контейнер, выполненный из трубы НКТ, загружали термохимическими элементами типа герметизированные капсулы (ГК), которые представляют собой твёрдый химический реагент герметично упакованный в алюминиевую фольгу. Контейнер соединяли с НКТ и опускали в зону перфорации. В скважину закачивали соляную кислоту до уровня заполнения верха контейнера, делали технологическую выдержку до разрушения кислотой герметичной алюминиевой оболочки элементов. При взаимодействии химического реагента с продукцией скважины протекает бурная термохимическая реакция с выделением большого количества тепла, газа и горячих жидких химических реагентов, которые задавливают в пласт на нужную глубину.

Жидкие горячие продукты прогревают пласт, что само по себе уменьшает влияние молекулярно-поверхностных свойств на границах раздела различных сред. Кроме того, поскольку в процессе реакции образуется щёлочь, она, реагируя с нафтеновыми кислотами, имеющимися в нефти, образует поверхностно-активные соединения, которые снижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз, улучшают смачиваемость породы, увеличивают текучесть нефти, способствуют более полному её извлечению из нефтяной залежи. Кроме того, образующиеся в процессе реакции соединения, реагируют с отложившимися в порах и протоках пласта водо-нерастворимыми солями и переводят их в водо-растворимые соединения. В результате этих реакций освобождаются и химически очищаются поры пласта, увеличивается его охват, что ведет к большей нефтеотдаче и увеличению дебита скважины. Твердая оболочка полностью растворяется, не загрязняя скважину [2].

После окончания технологического процесса поднимают лифтовые трубы с контейнером и готовят установку к работе. Время обработки составляет не более 6 часов. Расход реагентов составляет 2,5 – 3 кг/м рабочей зоны пласта. Работы по такой технологии проводились ►

в Татарии, Башкирии, Удмуртии и Краснодарском крае. Всего за 4 года было обработано более 100 скважин. При применении пакеров для отсечения обводнённых интервалов и отборе нефти преимущественно из обработанных прослоев удаётся существенно снизить обводнённость нефти [3]. В данном случае пакеры не применяли.

Рабочие элементы типа ГК применялись согласно ТУ 7026-01107622503 – 2001. Характеристики реагентов приведены в таблице 1.

На обработку одной скважины расходовали от 3,0 до 6,0 кг реагента. Результаты промышленной обработки шести скважин представлены в таблице 2.

По всем скважинам получен положительный эффект. Низкие показатели получены ввиду большой закольматированности скважин и не достаточного количества реагентов взятых на обработку.

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	Диаметр, мм	50 – 60
2	Длина, мм	300 – 1000
3	Масса, кг	0,3 – 1,0
4	Диаметр осевого канала, мм	13,0
5	Тепловая мощность, КДж/кг	18,9

Таб. 1 Характеристики реагентов

Выводы.

1. Проанализированы условия процесса кольматирования призабойной зоны пласта.
2. Проведены промышленные обработки скважин термохимическим способом. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Горбачёв Ю.И. «Акустическое воздействие и повышение рентабельности разработки нефтяных месторождений», - Каротажник, - № 60, - с. 56 – 66.
2. Беляев Ю. А., Закиров А.Ф., Никитин В.Н., Просвирин А.А. – « Интенсификационная технологияобработки призабойной зоны нагнетательной скважины»-Ж-л «Нефтяное хозяйство», - 2007 г.,-с. 68-69.
3. Просвирин А.А., Беляев Ю.А. «Интесификационная технология обработки призабойной зоны скважины», Ж-л «Нефтяное хозяйство», 2004 г. с. 45-47.

№ скважины	Дата обработки	Дебит до обработки. т/сут	Дебит после обра-ки, т/сут	Продолжительность Эффекта,сут	Дополнительно добыто нефти, т
135 Д	01.04.99 г.	3	8,1	431	1154
3071	01.05.99 г.	4	4,5	235	64
15716	13.03.99 г.	1,5	2,5	317	304
20181	01.03.99 г.	1,4 т/сут, периодич. режим, 2 дня/неделю	1,7 постоянный	428	86
15785	21.06.2000 г.	1,6 т/сут, периодич. режим, 2 дня/неделю	2 т/сут, постоянный режим	420	168
20125	30.06.2000 г.	2,1 т/сут, периодич. режим 2 дня/неделю	3,0 т/сут, постоянный режим	340	306

Таб. 2 Результаты промышленной обработки скважин

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

TECHNOLOGICAL PROVIDING OF DURABILITY TREAD JOINT DRILL PIPES

УДК 621.83

М.В. ПЕСИН к.т.н., доцент, ЗАО «Торговый дом ПКНМ», Пермский государственный технический университет
Е.Д. МОКРОНОСОВ д.т.н., профессор ЗАО «Пермская компания нефтяного машиностроения» (ПКНМ)
С.Н. ДОЛГИХ технический директор ЗАО «ПКНМ»
Д.В. ЛУКОЯНОВ инженер ЗАО «ПКНМ»
Пермь
M.Pesin@mail.ru

M.V. PESIN Dr. Sci. Tech., Senior lecturer, Deputy Director CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company)
E.D. MOKRONOSOV Dr. Sci. Tech., Professor CJSC PKNM
S.N. DOLGIKH Technical Director CJSC PKNM
D.V. LUKOYANOV Engineering CJSC PKNM
Perm

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтяное машиностроение, долговечность, резьбовое соединение, поверхностно-пластическая деформация, упрочнение
KEYWORDS: Petroleum mechanical engineering, durability, hardening

На основе имеющихся научных разработок и промышленного опыта в области изготовления продукции, с точной формой упрочнённой высоконагруженной при эксплуатации резьбовой поверхностью методами поверхностно-пластической деформации, увеличить производство выпускаемых и освоить новые изделия бурового оборудования, а также расширить использование упрочняющей технологии в различных отраслях машиностроения.

On the basis of available development of science and industrial experience in the field of manufacturing production with accurate dimension hardened highly loaded tread surfaces at operation by working by methods of surface plastic deformation to increase manufacture let out and to master new products of drilling equipment, to expand using hardened technology in various branches mechanical engineering.

Резьбовые соединения являются самым распространенным видом соединений вообще, и разъемных в частности. В современных машинах детали, имеющие резьбу, составляют свыше 60% от общего количества деталей. Широкое применение резьбовых соединений в машиностроении объясняется их достоинствами: универсальностью, высокой надежностью, малыми габаритами и весом крепежных резьбовых деталей, способностью создавать и воспринимать большие осевые силы, технологичностью и возможностью точного изготовления.

Недостатки резьбовых деталей: значительная концентрация напряжений в местах резкого изменения поперечного сечения и низкий КПД подвижных резьбовых соединений.

Данная статья предполагает рассмотрение основного параметра резьбового соединения и его расчет, а именно, крутящего момента при затяжке соединения. Теоретические исследования были основаны на положениях технологии машиностроения, материаловедения, физики твёрдого тела, теории упругости. Проведены в ЗАО «ПКНМ» экспериментальные работы по свинчиванию замковых резьбовых соединений. Так на рис. 1 показаны бурильные трубы и её резьбовые концы на рис. 2.

Как известно, надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [1]. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств. В данной работе, особое внимание было уделено долговечности резьбового соединения, а именно, рассмотрены несколько методов упрочнения замковых резьбовых соединений, таких как поверхностно-пластическая деформация, а именно, обкатка впадины резьбы роликом и плазменная обработка всего профиля резьбы.

При оценке числа свинчиваний резьбовых соединений, используемых в буровом оборудовании, требуется учитывать следующие основные параметры:

1. Прочность на скручивание тела трубы.
2. Давление сплющивания трубы.
3. Свободную длину прихваченной колонны.
4. Внутреннее давление в трубе.
5. Удлинение подвешенной колонны бурильных труб.
6. Предел прочности на растяжение тела бурильной трубы.
7. Расчет крутящих моментов для резьбовых соединений с заплечиками.
8. Прочность бурильных труб при кручении.
9. Соотношение предела прочности на изгиб утяжеленной бурильной трубы (УБТ).
10. Предел текучести для ведущего участка ведущей трубы.
11. Прочность на изгиб рабочей части ведущей трубы.
12. Приблизительный вес бурильных труб с бурильными замками.
13. Напряжение изгиба в бурильных трубах, работающих на сжатие в искривленных бурильных скважинах.

Следует обратить внимание на то, что многие из указанных параметров учитываются при расчете надежности более простых деталей, поэтому предлагаемую методику можно применить и для них [2, 3].

В заключении следует отметить, что технический уровень и качество резьбовых соединений деталей имеют важное значение для обеспечения высоких потребительских характеристик машин, механизмов и другой продукции. Муфта и ниппель резьбового соединения показаны на рис. 3 и 4.

Проанализировав все вышеперечисленное, можно сделать некоторые выводы:

1. Качество затяжки резьбовых соединений зависит в первую очередь от достигнутого усилия предварительной затяжки.
2. Затяжка соединений с контролем по крутящему моменту не обеспечивает необходимой точности силовых параметров сборки из-за сильного влияния множества факторов и, в первую очередь, условий трения.
3. На стабильность затяжки влияют упруго пластическое состояние муфты и ниппеля, релаксация напряжений в соединениях, явление самоотвинчивания при вибрациях и рабочих нагрузках при эксплуатации.
4. В конструкторской и технологической документации необходимо указывать усилие предварительной затяжки как ►

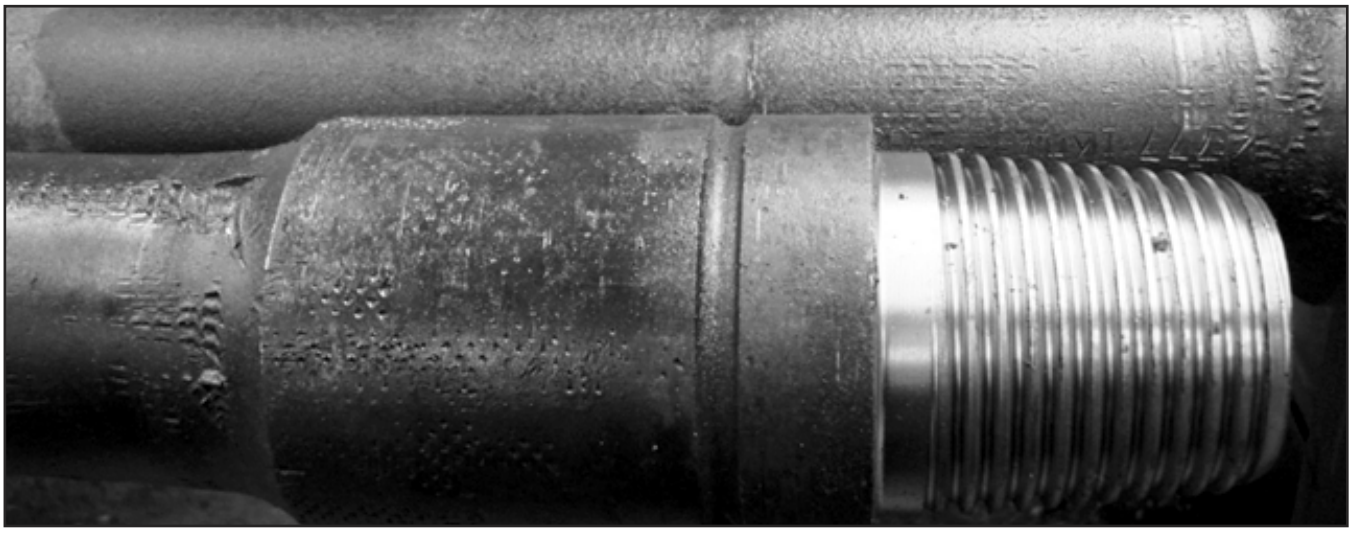


Рис. 1. Бурильные трубы

Рис. 2. Резьбовые концы бурильных труб

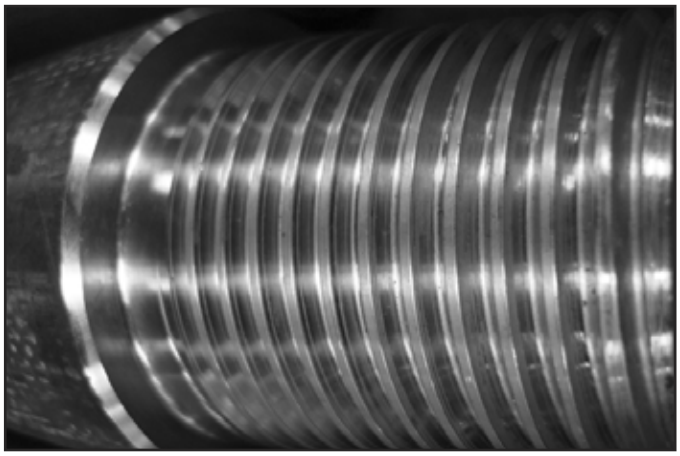


Рис. 3. Муфта резьбового соединения

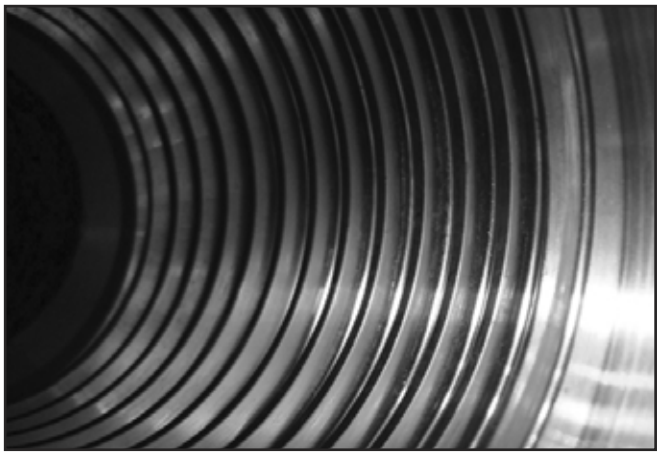


Рис. 4. Ниппель резьбового соединения

основного показателя резьбового соединения, а крутящий момент затяжки как справочную величину. В стандартах и руководящих документах на затяжку резьбовых соединений также должны иметься оба этих показателя, а не только моменты.

5. Таким образом, внедрение применения методов затяжки резьбовых соединений с контролем усилий должно проводиться одновременно с работами по оптимизации конструкций самих соединений и узлов.

Сущность метода упрочнения заключается в том, что поверхностные слои металла, контактируя с инструментом высокой твердости, в результате давления оказываются в состоянии всестороннего сжатия и пластически деформируются.

Поэтому при выборе метода упрочнения необходимо учитывать условия работы резьб, что в свою очередь позволит повысить не только усталостную и коррозионно-усталостную прочность, но и износостойкость резьбового соединения бурильных труб. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
2. ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.
3. Bul 5C3. Формулы и расчеты обсадных, насосно-компрессорных, бурильных и магистральных труб.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПРИМЕНЕНИЯ ОБРАТНОЙ И ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИЙ

ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА И КОЛИЧЕСТВА ВЫТЕСНЕННОЙ НЕФТИ

RESEARCH OF THE REVERSE AND DIRECT EMULSION PROCESS APPLICATION TO INCREASE THE SWEEP EFFICIENCY AND THE AMOUNT OF OIL DISPLACEMENT

УДК 622.276

Ю.А. БЕЛЯЕВ ст. н.с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии (НЦ НВМТ) РАН)», к.т.н. Москва belyaev-y@yandex.ru

В.Н. ФОМИН гл.н.с. НЦ НВМТ РАН, д.т.н.

А.Г. ЧУКАЕВ гл. н.с.НЦ НВМТ РАН, д.т.н.

YU. A. BELYAEV SR «Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology» RAS, Ph.D. Moscow

V. N. FOMIN The leading research assistant, Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology» RAS, Ph.D.

A.G. CHUKAEV The leading research assistant, Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology» RAS, Ph.D.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Трубная модель пласта, прямые и обратные эмульсии, промытые зоны, охват пласта, вытеснение нефти

KEYWORDS: Trumpet model of a layer, direct and return emulsions, the washed out zones, bench coverage, oil eplacement

На трубной модели пласта исследована возможность применения обратной и прямой эмульсий с целью увеличения охвата пласта и количества вытесненной нефти.

On trumpet model of a layer possibility of application of return and direct emulsions for the purpose of increase in coverage of a layer and quantity of the forced out oil is investigated.

Ограничение нефтеотдачи пласта, в основном, связано с трудностью введения в разработку не извлечённых запасов нефти. На поздних стадиях разработки это достигается путём искусственного заводнения, с помощью которого восполняется энергия пласта, появляется возможность регулирования охвата его различными гидродинамическими методами, увеличивается коэффициент извлечения нефти.

Эффективным способом изоляции подошвенных и пластовых вод является применение обратных эмульсий. Они способствуют очистке призабойной зоны пласта (ПЗП) в результате диспергирования кольматирующих пласт глинистых веществ, парафина, асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) и дальнейшее их удаление в процессе освоения скважин за счёт солюбилизирующего действия образовавшихся мицелл.

Основным результатом этого процесса является вовлечение в разработку малопроницаемых пропластков, за счёт блокирования продвижения воды в промытых зонах в результате образования на поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и плёнок из коллоидно-дисперсных соединений, что способствует изоляции высокопроницаемых зон продуктивного пласта.

Смешение обратной эмульсии (ОЭ) с нефтью или нефтепродуктами оказывает благоприятное действие на ее устойчивость, так как нефть в отличие от ПАВ, не имеет гидрофильных групп и характеризуется гидрофобными свойствами.

В присутствии катионов многовалентных металлов (Ca^{+2}, Mg^{+2}, Fe^{+3}), например, хлористого кальция или гидроксида кальция, в пласте происходит гидролиз силиката натрия с образованием вторичной плёнки из коллоидно-дисперсных частиц, которая благодаря дополнительным компонентам, препятствует утончению слоя плёнки из ПАВ нефти. Эффективное применение обратной эмульсии осуществляется в условиях, когда имеют место: низкое и среднее пластовое давление, неограниченная обводнённость скважины, чётко выраженная неоднородность пропластков, наличие глинистой корки на стенках скважины, наличие в терригенных породах глинистого цемента [1].

В «Научном центре нелинейной волновой механики и технологии» РАН разработана установка для получения высоко устойчивых тонкодисперсных прямых и обратных эмульсий [2]. Физико-химическая характеристика эмульсий представлена в таблице 1.

Полученные эмульсии применялась при исследовании процесса увеличения охвата модели пласта и вытеснения из неё нефти на установке, схема которой представлена на рисунке 1. ►

Вид эмульсии	Плотность, кг/м³	Вязкость, Па· сек	Дисперсность (средняя), мкм	Время расслоения, сут.
Прямая	973	0,001	2	9
Обратная	951	0,5	1	1000 +

Таб. 1 Физико-химическая характеристика эмульсий

Название нефти	Проницаемость модели пласта по воздуху, Дарси				
	без пропитки	с пропткой нефтью	после 1-го вытеснения	с пропиткой эмульсией	после 2-го вытеснения
Узеньская	12	0,4	6	0,6	9
Соснинская	12	0,7	8	0,9	10

Таб. 2 Изменение проницаемости модели пласта по воздуху при воздействии на неё обратной эмульсии

Название нефти	Количество вытесненной нефти, % об.		
	первичное	вторичное	суммарное
Узеньская	28,1	15,6	43,7
Соснинская	31,3	18,1	49,4

Таб. 3 Результаты вытеснения нефти водой при воздействии на модель обратной эмульсии.

Название нефти	Количество вытесненной нефти, % об.		Увеличение количества вытесненной нефти, % об.
	водой	прямой эмульсией	
Узеньская	28,1	41,4	13,3
Соснинская	31, 3	50,4	19,1

Таб. 4 Сравнительные данные по вытеснению нефти водой и прямой эмульсией

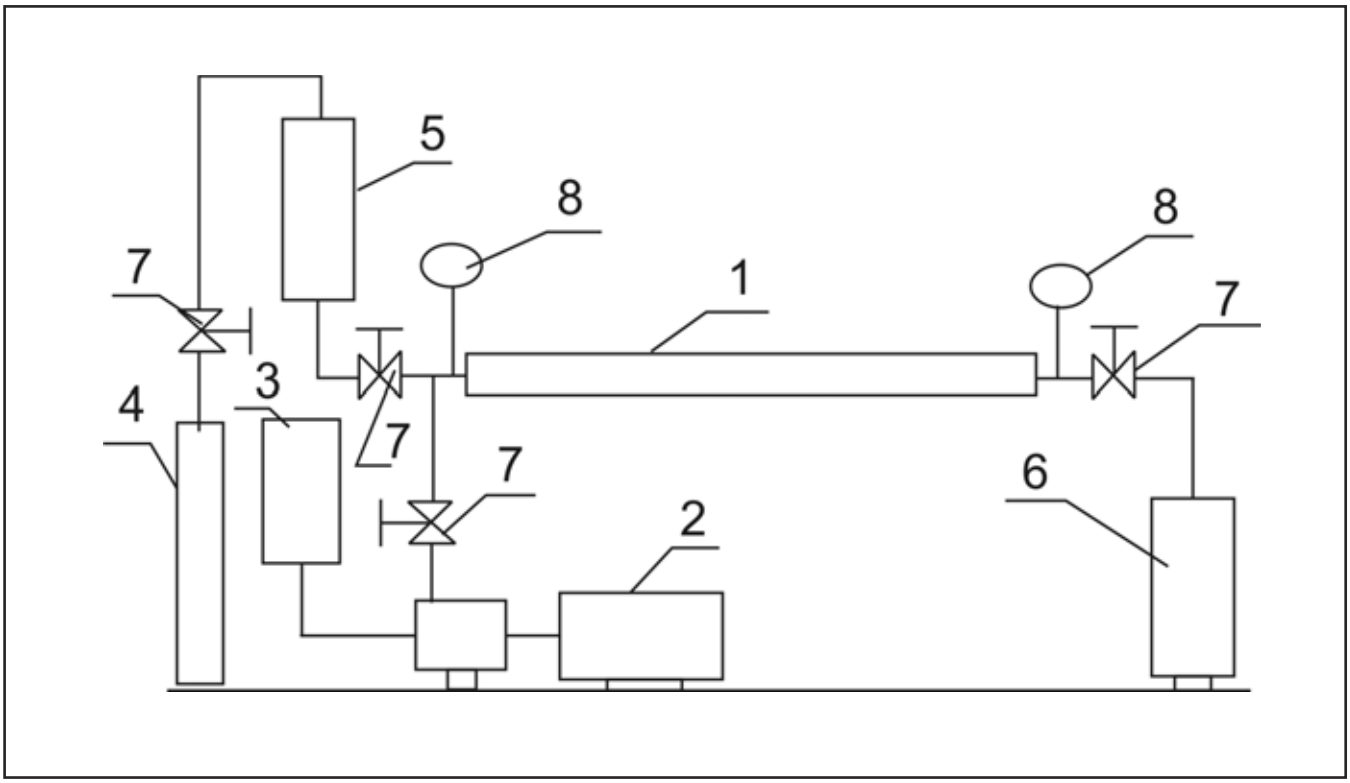


Рис. 1 Принципиальная технологическая схема установки.
1 – трубная модель пласта, 2 – насос, 3 – сырьевая ёмкость, 4 – баллон с азотом, 5 – поджимка, 6 – приёмная ёмкость, 7– игольчатые вентили, 8 – манометры.

Основным звеном установки являлась металлическая трубка диаметром 0,03 и длиной 0,5м.

Работа проводилась по следующей методике: трубную модель пласта загружали просеянным, промытым и прокалённым песком фракции 0,2-0,4 мм, уплотняли, пропитывали нефтью Соснинского или Узеньского месторождении путём продавливания её насосом 2 через трубную модель 1 и определяли количество адсорбированной в пласте нефти. Проницаемость во всех экспериментах определяли по воздуху.

Далее модель продавливали десятикратным объёмом воды при температуре 20°С, замеряли объём вытесненной нефти и определяли проницаемость. Затем в модель при помощи поджимки 5 задавливали устойчивую тонкодисперсную обратную эмульсию, определяли проницаемость системы, насосом 2 вновь продавливали модель водой и определяли количество дополнительно выделенной нефти и проницаемость.

Изменение проницаемости модели при воздействии на неё обратной эмульсии представлено в таблице 2.

После пропитки модели пласта нефтью, проницаемость, в случае применения Узеньской нефти, почти в два раза меньше, чем для Соснинской (таблица 2). Повидимому, это связано с тем, что Узеньская нефть более плотная, вязкая и содержит большее количество АСПО, которые прочнее адсорбируются на поверхности песка. После вытеснения нефти водой, проницаемость модели оставалась низкой, что указывает на то, что в модели пласта остались отдельные зоны неохваченные вытеснением. После пропитки моделей обратной эмульсией тенденция по проницаемости для разных нефтей сохранилась. Вторичное вытеснение водой показало, что проницаемость моделей приблизилась к первоначальной, что свидетельствует о более полном вытеснении нефти (таблица 2).

После закачки обратной эмульсии в модель пласта, вторичное вытеснение нефти водой позволяет более полно вытеснить нефть. При этом дополнительное количество вытесненной нефти составило более 15 % (таблица 3) .

Следующий эксперимент был аналогичен предыдущему, но вытеснение нефти из модели насосом 2 осуществляли в один приём не водой, а прямой эмульсией. Результаты испытаний представлены в таблицах 4.

Данные таблицы показывают, что вытеснение нефти прямой эмульсией приводит к увеличению количества вытесненной из модели нефти, причём наиболее заметно (на 19%) это проявляется для менее вязкой и менее плотной Соснинской нефти.

Выводы.

1. Установлено, что подача в модель нефтяного пласта тонкодисперсной обратной эмульсии, способствует большему охвату пласта и более полному вытеснению из него нефти.
2. Установлено, что вытеснение нефти прямой эмульсией из модели нефтяного пласта более эффективно по сравнению с вытеснением её водой. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Персиянцев М.Н. «Добыча нефти в осложнённых условиях», М. Недра, 2000 г. с.82.
2. Беляев Ю.А., Ганиев С.Р , Чукаев А.Г., - «Волновая технология получения эмульсии минеральное масло-вода» - Химия и технология топлив и масел, - М., 2009 г., - №4, с. 38 – 40.

РЕГИОНАЛЬНОЕ СОБЫТИЕ МЕЖДУНАРОДНОГО ЗВУЧАНИЯ

В Атырау успешно прошли юбилейные нефтегазовые выставка Atyrau Oil, Gas & Infrastructure и конференция OilTech Atyrau. Неизменными организаторами этих событий уже 10 лет является компания Iteca и ее международные партнеры из Великобритании и Германии.

На торжественном открытии выставки от имени акима области выступил его первый заместитель Болат Даукенов. В приветственном слове он подчеркнул, что Глава государства поставил задачу вхождения Казахстана в число 50-ти конкурентоспособных стран мира через форсированную индустриализацию и реформирование экономики на благо и процветание страны. Атырауский регион вовлечен в этот процесс. Реализуются крупномасштабные проекты, вводятся в строй экспорто-ориентированные предприятия. Все это позволяет говорить, что регион доступен всем для вложения инвестиций. Международная выставка Atyrau Oil, Gas & Infrastructure, проводимая в 10-й раз, из года в год привлекает новые компании и потенциальных инвесторов. Она представляет уникальные возможности для участников и посетителей. Это установление крепких деловых отношений, ознакомление с инвестиционными возможностями региона и всего Западного Казахстана.

Посол Великобритании Дэвид Моран в свою очередь поблагодарил атырауцев за гостеприимство, сообщив, что в областном центре работает порядка 80 предприятий с британским участием, и это не предел, есть большой потенциал дальнейшего взаимовыгодного сотрудничества.

Всего в выставке принимали участие более 70 компаний. Здесь представлены Италия, Германия, Китай, Азербайджан, Украина и многие другие страны. Традиционно они продемонстрировали самое современное оборудование для разведки нефтяных месторождений, добычи, переработки и транспортировки сырья. В этом году заметно увеличилось представительство российских предприятий. Россияне не скрывают, что с созданием Таможенного союза отпали многие процедуры, тормозившие ранее развитие бизнеса. Так, ростовчане представили на выставке самое современное электрооборудование, используемое для оповещения о нештатных ситуациях на нефтепромыслах и буровых.

Максим Гулов, участник выставки (Ростов-на-Дону): «С Казахстаном мы работаем давно. Но благодаря тому, что Таможенный союз образовался, сейчас появился тот фундамент, на котором мы собираемся строить более долговечные и прочные связи, как в этом регионе, так и в других регионах Казахстана».

Владимир Донсков, директор компании: «Такие встречи, такие выставки очень полезны. Мы заявляем о себе как отечественный производитель современного оборудования, конкурентоспособного».

Атырауские машиностроители наладили выпуск глубинных насосов, станций для опреснения солёной воды, выходящей на поверхность вместе с нефтью. Предлагают печи нагрева, сепарационное оборудование. По словам специалистов завода, эта продукция, имеющая международные сертификаты качества, после создания Таможенного союза благодаря приемлемой цене заинтересовала и российских нефтяников. Возросший уровень казахстанских товаров отмечают и иностранные специалисты.

Хольгер Хартвиг, президент немецкой компании: «Я обошёл выставку и даже немного расстроился. Ещё 3-4 года назад у нас не было конкурентов. Теперь ваши производители выпускают оборудование, которое раньше было только у нас. Но тем интереснее работать – будем двигаться дальше, придумывать что-то более совершенное».

Российская компания «Лукойл» будет дальше демонстрировать инвестиционную активность в Казахстане. Об этом представители компании заявили во время работы выставки. За последние 16 лет на казахстанские проекты было выделено более 6 млрд. долларов, на социальные – порядка 240 млн.

Андрей Кириллов, директор филиала «Лукойл Оверсис Сервис Б.В.» в г. Астана: «Инвестиционный климат в Казахстане назвал бы либеральным. Те законодательные акты, которые принимаются в последнее время, они направлены на укрепление государственности. Мы их понимаем и поддерживаем. Для нас Казахстан на сегодня один из ключевых регионов».

Параллельно с выставкой в гостинице «Ренессанс» начала свою работу 5-я Атырауская региональная нефтегазовая технологическая конференция «Oil Tech Atyrau».

Выступивший на конференции посол Великобритании в Казахстане и Кыргызстане Дэвид Моран выразил обеспокоенность по поводу необоснованно быстрого, по его мнению, увеличения местного содержания в совместных проектах. Здесь нужна продуманность, считает посол, иначе есть риск негативного влияния на будущее запланированных проектов. По словам Д. Морана, более 100 млрд. долларов будут инвестированы в разработку трех нефтегазовых месторождений – Карачаганак, Кашаган и Тенгиз. «Успешное освоение этих месторождений сыграет важную роль в реализации программы вашего президента до 2020 и в последующие годы», – подчеркнул посол. При этом он призвал международные компании быть бдительными, особенно в ближайшие два года, и контролировать стоимость этих трёх крупнейших проектов.

В ходе конференции Председатель Правления АО «Национальное агентство по развитию местного содержания «NADLoC» Жандарбек Какишев осветил существующие проблемы казахстанского содержания проектов нефтегазовой отрасли.

- Мы вырабатываем свой опыт, подход к решению проблем увеличения казахстанского содержания проектов. Изучаются опыты других стран. К слову, в других развитых государствах такой вопрос вообще не стоит, инвесторы пользуются местными ресурсами. Конечно, в этом отношении мы еще не готовы, но надо идти по пути изучения потенциала казахстанских предприятий, – высказал свою позицию докладчик.

Кроме темы казахстанского содержания на нефтегазовых предприятиях сессии конференции были посвящены следующим темам: «Нефтеперерабатывающая промышленность Казахстана», «Развитие высокотехнологических и наукоемких производств в Казахстане», «Безопасность на производстве и безопасность труда», «Социальная ответственность» «Охрана окружающей среды и утилизация отходов», «Экологические катастрофы» и другие.

Официальную поддержку событиям традиционно оказали: Министерство нефти и газа РК, Акиматы Атырауской области и города Атырау, АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», что является свидетельством высокого статуса проводимых мероприятий на протяжении всей истории Форума.

Спонсорами выставки «Atyrau Oil, Gas & Infrastructure 2011» и конференции «OilTech Atyrau 2011» выступили следующие компании: DNV, Lloyd's Register, NCOC, Technip Maritime Overseas Ltd, Veolia Water Solutions & Technologies. Статус «Официального авиаперевозчика выставки и конференции» принадлежит национальной авиакомпании «Air Astana», «Официальный отель» - пятизвездочная гостиница «Renaissance Atyrau Hotel», «Официальное радио» - Радио «Тандем», техническая поддержка оказывается компанией «ITech Solutions».

С момента первого проведения, выставка «Atyrau Oil, Gas & Infrastructure» и конференция «OilTech Atyrau» стали своевременными и важными событиями, как для Каспийского региона, так и для развития казахстанской промышленности в целом. Они способствуют реализации крупных инвестиционных проектов, строительству новых индустриальных объектов, созданию новых производств.

Статистика событий 2011 года:

- В выставке приняли участие порядка 70 компаний из Азербайджана, Германии, Италии, Казахстана, Китая, России, Украины;
- За три выставочных дня было зарегистрировано 2 989 профильных посетителей, что на 25% больше чем в предыдущем году;
- На конференции с докладами выступили более 30 спикеров из различных стран, в работе форума приняли участие 180 делегатов;
- Общая выставочная площадь составила 2 000 кв. метра;
- 18% экспонентов заключили контракты намерения непосредственно на своём стенде;
- Анализ анкет посетителей показал следующую картину: 89% посетителей ежегодно посещают Atyrau Oil, Gas & Infrastructure; 80% - отметили, что их привел на выставку интерес развития бизнеса/производства, и они представляют компанию/предприятие;
- Анализ анкет посетителей выставки по должностям представил следующую картинку: 25% - руководители и топ-менеджеры, 19% - заместители первых руководителей, 23% - начальники отделов и инженеры, 33% - главные специалисты и менеджеры среднего звена.

Дополнительная информация доступна на сайте www.oil-gas.kz

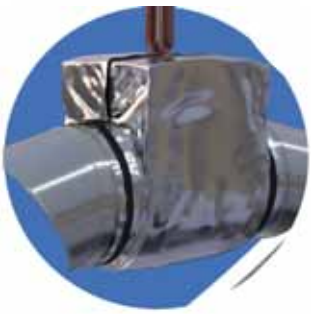
ГРУППА КОМПАНИЙ
ЭНЕРГО
ЛАБ
www.termosafe.ru
Тел./факс (495) 926-02-14/15
info@energolab.ru
Комплексные решения
для систем автоматизации

Комплексные решения для систем автоматизации

Система с легко и быстростыкуемыми элементами для комплексной защиты средств измерений от закладных деталей в месте отбора до самого прибора, включая все импульсные линии, переходники и вентильные блоки. Работа отдельных компонентов отлажена, что обеспечивает надежную работу всего устройства.

Стеклопластиковые шкафы ШПТ

Шкафы для размещения технологического, контрольно–измерительного, электротехнического и радиотехнического оборудования. Устанавливаются на открытых площадках и в помещениях. Защищают от выпадения конденсата, замерзания, физических повреждений, агрессивных химических сред, осадков, грязи, пыли, песка, УФ–излучения, а также от несанкционированного вскрытия.



Термочехлы ТЕРМОТЕК

Термочехлы ТЕРМОТЕК разработаны для российских климатических условий, универсальны для различных применений, имеют высокую степень надежности, небольшой вес, малые габариты. Взрывозащищенные термочехлы ТЕРМОТЕК предназначены для эксплуатации на незащищенных участках трубопроводов, резервуаров, турбин, узлах запорной арматуры, машин и механизмов, для защиты и обогрева контрольноизмерительных приборов и другого технологического оборудования. Изготавливаются по индивидуальным размерам. Исполнения: обогреваемая термоизоляция, пассивная термоизоляция (без обогрева), защита от пожара, поддержание температуры.

Трубки ОСНАЛАЙН с обогревом и без позволяют:

– Исключить проектирование отдельной системы электрообогрева
– Исключить затраты на монтаж греющего кабеля или пароспутника
– Снизить затраты на электроэнергию за счет эффективности конструкции, изоляции и обогрева
– Экономить затраты за счет малого количества отходов благодаря поставке в бухтах большой длины
– Исключить периодическую проверку трубных соединений на больших длинах
– Сократить количество точек возможной утечки
– Многократно продлить срок службы за счет меньшей подверженности коррозии

Exd Корпусы АТЭК

Взрывонепроницаемые Корпусы АТЭК выдерживают давление взрыва и исключают его передачу в окружающую взрывоопасную среду. Оболочки устойчивы к воздействию химических веществ, обеспечивают фрикционную защиту и искробезопасность. Корпусы АТЕК изготавливаются из коррозионностойкого алюминиевого сплава либо из НЖ стали марки AISI 316L. АТЭК комплектуются широкой гаммой сигнальных ламп, кнопок, переключателей, селекторов, автоматов защиты, предохранителей, акустической сигнализацией, дренажными устройствами и нагревателями. В корпусах распределительных коробок имеются резьбовые соединения для установки кабельных вводов.

Ex Нагреватели ВНУ и цифровые терморегуляторы РТ

Выработка КПД, близкого к 100%
Тройная система термоконтроля
Гарантия – 5 лет (при наличии цифрового терморегулятора)
Средняя наработка на отказ 50.000 часов (5 лет и 8 месяцев)

Разработка решений по защите систем автоматизации
Помощь в подборе решений по защите систем автоматизации по тех. условиям заказчика

www.termosafe.ru тел./факс: +7 (495) 926–02–14/15 e–mail: info@energolab.ru

ЭМА ДИАГНОСТИКА
ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

Н.А. ВЛАСОВА директор по маркетингу ООО «Вотум» Москва office@votum.ru

Большая часть действующей инфраструктуры магистральных газо- и трубопроводов во всем мире довольно быстро приближается к окончанию своего срока эксплуатации. Это означает, что продление этого срока, а также постоянный мониторинг трубопроводов становится все более критичным, по сравнению с тем как это было всего лишь несколько лет назад. Поэтому, традиционные методики инспектирования, которые использовались ранее, представляют собой лишь статистический подход к поиску потенциальных проблем.

Наиболее распространенными проблемами для трубопроводов являются трещины, коррозии и расслоения. Расслоения металлов, как правило, образуются при движении магистральной трещины, и значения толщин расслоений варьируются. Трещины, как правило, зарождаются на практически бездефектной поверхности металла. Случаи коррозии имеют место только на магистральных газопроводах и не наблюдаются на магистральных трубопроводах, построенных из таких же труб для транспорта жидких углеводородов, даже если они проложены в одном технологическом коридоре. Это, очевидно, связано с разным характером нагружения этих трубопроводных систем.

В данной статье мы намерены изложить свой подход к решению вопроса диагностики вышеназванных дефектов методами неразрушающего контроля на примере универсального дефектоскопа УД4-Т «Томографик». Этот дефектоскоп – собственная разработка компании. Сделаем небольшое отступление и расскажем коротко о себе. Компания «Вотум» – разработчик и производитель оборудования дефектоскопии, входит в перечень передовых отечественных разработчиков, заслужила признание на международных уровнях, является постоянным партнером крупнейших государственных и негосударственных производственных компаний и отраслевых программ в различных отраслях отечественной промышленности. Исключительная разработка компании, в плане технического решения – универсальный дефектоскоп УД4-Т, который по своим техническим и функциональным характеристикам не уступает оборудованию известных мировых лидеров в области дефектоскопии и неразрушающего контроля. А в данном случае, мы с уверенностью говорим: особенность и уникальность УД4-Т в том, что один прибор способен реализовывать одновременно, во-первых, многие методы контроля – ультразвуковой, вихретоковый, резонансный, а во-вторых, быть одновременно и Дефектоскопом, и Толщиномером и Тензометром. В «Томографик» УД4-Т также предусмотрен режим «многозадачности», когда несколько УЗ приложений могут работать одновременно (фоново), скажем оператору, работающему с дефектоскопией доступны все режимы толщинометрии и наоборот. Но в данной статье рассматривается дефектоскоп/толщиномер, для контроля трубопроводов, с функциональными возможностями ЭМА (электромагнитоакустического) и УЗ (ультразвукового) прецизионного толщиномера, которые реализованы в УД4-Т в полном объеме. Прибор сертифицирован, внесен в отраслевые реестры и допущен к применению в нефтегазовой промышленности.

До 2002 года для обнаружения трещин в трубопроводах использовались обычные ультразвуковые контактные методы контроля в заполненных трубопроводах. Интенсивное развитие производства и промышленный скачок во всем мире привел к появлению новых материалов, новых технологий, специфики монтажа, а также к необходимости ускорить и удешевить процесс дефектоскопии, не потеряв при этом в качестве и соответственно сделать механизм развития дефектов более предсказуемым.

УД4-Т, как говорилось выше, реализует весь набор функций ультразвукового дефектоскопа, что позволяет:

- определять наличие дефектов типа нарушение сплошности и однородности материалов, полуфабрикатов, готовых изделий и сварных соединений;
- измерять глубины дефектов и координаты их залегания;
- определять толщину, скорость распространения и затухания ультразвуковых колебаний (УЗК) в материале.

По аналогии с ультразвуком, ЭМА способом в металлах успешно возбуждаются и регистрируются импульсы всех известных типов упругих колебаний. Метод является бесконтактным, и следовательно, хорошо зарекомендовал себя при диагностики трубопроводов в различных климатических условиях, также эффективен при работе с загрязненными и корродированными поверхностями т.е. не нуждаться в предварительной очистке зоны контроля. Сканирование в ЭМА режиме проходит на высоких скоростях, так как угол ввода сигнала преобразователя – прямой.

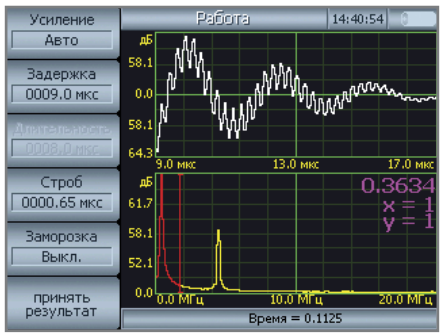
Устойчивая работа ЭМА датчика в УД4-Т «Томографик 1.2.» обеспечивается при воздушном зазоре с контролируемой поверхностью (0...1.5 мм), в зависимости от электропроводности контролируемого материала.

Для измерения толщины в УД4-Т «Томографик 1.2.» используется несколько типов преобразователей:

ЭМАП – совмещенный
ЭМАП – интеллектуальный (с более высокой чувствительностью)
ПЭП – совмещенный
ПЭП – раздельно-совмещенный

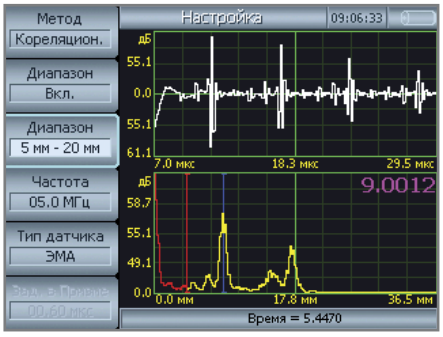
ЭМА/УЗ Толщиномер использует три метода контроля: **резонансный, корреляционный и импульсный.**

Измерения **резонансным методом** используются для особо тонких изделий, где необходим высокий класс точности:



от 0,2 мм до 1 мм (ПЭП)
от 0,3 мм до 0,7 мм (ЭМАП)

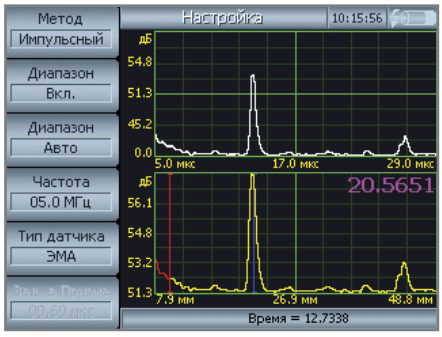
Измерения **корреляционным методом** осуществляются при наличии не менее двух донных эхо сигналов (погрешность



уменьшается с увеличением количества эхо сигналов).

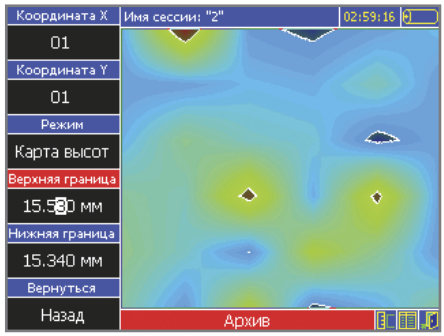
Метод рассчитан на работу в средних диапазонах:

от 1 мм до 60 мм (ПЭП)
от 0.7 мм до 60 мм (ЭМАП)



Измерения **импульсным методом** осуществляются по одному донному сигналу, и используется для оценочных замеров толщины в диапазонах:
от 10 мм до 4800 мм (ПЭП)
от 5 мм до 650 мм (ЭМАП)

Как мы видим дефект? В УД4-Т используется томографический сканер для построения разверток и определения положения ПЭП. На экране прибора мы получаем спектр сигнала, видим не только сам дефект, но определяем его форму, координаты залегания (не только X; Y, но и глубину) расстояние до дефекта. В режиме толщинометрии мы видим также карту толщин, где наряду с табличным представлением результатов реализована карта толщин, позволяющая оценить весь объект контроля в целом, его графическое представление наглядно отображает зоны недопустимых отклонений.



Для поиска и оценки характера расслоений , трещин и корродированных зон в трубной арматуре, «Томографик» УД4-Т с ЭМА датчиками в настоящее время является наиболее эффективным отечественным средством диагностики.

Среди зарекомендовавших себя особенностей (из опыта эксплуатации) можно выделить следующие:

- Автоматическое определение контакта преобразователя (ПЭП или ЭМАП) с контролируемой поверхностью, а также возможность включения и выключения данной функции;
- В корреляционном и импульсном методах предусмотрена полуавтоматическая (ручная подстройка) и автоматическая настройки, что позволяет приступить к контролю объектов, не прибегая к предварительной настройке прибора. В импульсном методе, среди прочих, реализована функция автоматического определения положения 1-го эхо-импульса. Данная функциональная возможность также оснащена средствами активации и деактивации;
- А-скан + В-скан позволяет в достаточной степени наглядно следить за отклонением от допустимой толщины, при недопустимом отклонении прибор сигнализирует с помощью индикатора АСД;
- Автоматическая регулировка усиления исключает необходимость постоянной установки необходимой величины при смене объекта контроля, для удобства пользования сохранена и ручная регулировка;

«Робоскоп 3000»- роботизированный комплекс неразрушающего контроля и лазерного обмера геометрических параметров

В результате промышленной эксплуатации «Томографик» УД4-Т в режиме ЭМА толщинометрии наработаны следующие результаты:

- эффективность обнаружения дефекта расслоения в диагностируемом объекте 96%. Т.е. на основании практического опыта диагностики объектов было установлено, что расслоения, как правило, не обнаруживаются ультразвуком. Мы не говорим о торцах и местах стыков сварных швов в трубопроводах, для которых ультразвук и вихреток прописаны в методике по контролю. Мы говорим о методе, который является единственно точным на сегодняшний день и, по сути, вообще единственным для обнаружения дефектов такого рода. А вот дать качественную полную оценку ситуации в самом объекте контроля, охарактеризовать внутренний дефект «со всех сторон» становится возможным только с УД4-Т в режиме ЭМА толщинометрии.

ЭМА дефектоскопы и толщиномеры являются экономически высокоэффективными средствами, которые дополняют группу традиционных установок, приборов и устройств, использующих контактный вариант контроля.

И ещё раз хотелось бы вернуться к началу статьи. Более 90% всех трубопроводов находится под землей. Методы контроля и диагностики постоянно совершенствуются. Поэтому следующим шагом для развития ЭМА дефектоскопии будет повышение качества отношения сигнал/шум, увеличение протяженности контролируемого участка, разработка новых алгоритмов анализа получаемой информации. А наша компания сделала ещё один шаг вперед к реализации на практике ЭМА метода, но уже в виде промышленной установки «Робоскоп 3000» – роботизированного комплекса неразрушающего контроля и лазерного обмера геометрических параметров. Более подробно с технологическими новинками Вы сможете ознакомиться на сайте www.votum.ru. ■

Votum®

Москва,
Кронштадтский бульвар 7,
т. +7 (495) 225 99 60
www.votum.ru
e-mail: office@votum.ru

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТОЧНОСТИ ФОРМЫ ВЫСОКОНАГРУЖЕННОЙ КОНТАКТНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ДЕТАЛЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО И БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

TECHNOLOGICAL PROVIDING OF ACCURATE DIMENTION OF HARDLY LOADED SURFACE DETAILS FOR EXPLORATION OIL AND DRILLING EQUIPMENT

УДК 621.83

М.В. ПЕСИН к.т.н., доцент, ЗАО «Торговый дом ПКНМ», Пермский государственный технический университет — Пермь, M.Pesin@mail.ru

Е.Д. МОКРОНОСОВ д.т.н., профессор ЗАО «Пермская компания нефтяного машиностроения» (ПКНМ)

M.V. PESIN Dr. Sci. Tech., Senior lecturer, Deputy Director CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company) — Perm

E.D. MOKRONOSOV Dr. Sci. Tech., Professor CJSC PKNM (Perm Oil Engineering Company)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтяное машиностроение, нефтепромысловое оборудование, азотирование, ионно-вакуумное импульсное азотирование, химико-термическая обработка, упрочнение

KEYWORDS: Petroleum mechanical engineering, oil production equipment, nitrogen, ion-vacuum pulse nitrogen, chemical-thermal processing, hardening

На основе имеющихся научных разработок и промышленного опыта в области изготовления продукции с точной формой упрочнённой высоконагруженной при эксплуатации рабочей поверхностью методами нанотехнологий, ионно-вакуумного импульсного азотирования, увеличить производство выпускаемых и освоить новые изделия нефтепромыслового и бурового оборудования, а также расширить использование новой технологии ИВА в различных отраслях машиностроения.

On the basis of available development of science and industrial experience in the field of manufacturing production with accurate dimension hardened highly loaded surfaces at operation by working by methods nanotechnology ion-vacuum pulse nitriding to increase manufacture let out and to master new products of oil production and drilling equipment, to expand using new IVP-technology in various branches mechanical engineering.

Упрочнение деталей необходимо для повышения износостойкости и коррозионной стойкости изделий нефтепромыслового назначения, например, азотирование производится для увеличения твердости рабочей поверхности канала цилиндра скважинного штангового насоса (СШН) на 870…1124 HV с толщиной покрытия не менее 0,2...0,5 мм.

Например, в США для упрочнения цилиндров штанговых насосов применяется закалка ТВЧ и цементация, но наибольшее распространение получили хромирование и азотирование, это связано с более широкой сферой применения данных методов. Полученные с использованием хромирования и азотирования цилиндры СШН обладают высокими коррозионной стойкостью, усталостной прочностью, контактной выносливостью по сравнению с другими методами упрочнения [3].

К сожалению, в настоящее время серийной технологии хромирования внутренней поверхности цилиндров в России нет, в виду сложного оборудования и трудной утилизации хрома Cr^{+6}. Нельзя не отметить опыт ОАО «Ижнефтемаш» в изготовлении хромированных цилиндров. Однако, на сегодняшний момент используются при нефтедобыче в России, импортные.

В нашей стране широкое распространение получил процесс азотирования цилиндров, который стал бурно развиваться с 90-х годов прошлого века. Этому способствовало и развитие технологий ионно-вакуумного азотирования, появление производительного оборудования для данного процесса. В конечном счёте, усилиями российских машиностроителей (ЗАО «ПКНМ», ОАО «Ижнефтемаш») импорт СШН с азотированными цилиндрами был полностью прекращён, а импорт хромированных цилиндров значительно уменьшен. Авторами были разработаны специальные технологии ионно-вакуумного азотирования (ИВА), которые позволили превзойти импортные хромированные цилиндры практически по всем показателям [1, 2]. Важнейшее значение имеет и безусловное преимущество азотирования по экологичности.

Традиционная технология ионно-вакуумного азотирования с глубиной 0,25…0,30 мм увеличивает непрямолинейность оси участка цилиндра длиной 1м в среднем до 0,2 мм, что превышает допуск на этот параметр в 2 раза. Для обеспечения регламентированного стандартами American Petroleum Institute (API) и ГОСТом допуска 0,1 мм требуется правка поперечным изгибом, после которой на азотированной поверхности появляются трещины размером 2…5 мкм [2].

Кроме того, после правки для обеспечения гарантированного зазора между цилиндром и плунжером 0,025 мм необходимо хонингование многорядными хонинговальными головками, имеющими жесткий корпус.

Такое хонингование обеспечивает прямолинейность оси канала, но удаляет часть азотированного слоя глубиной до 0,03…0,10 мм.

При традиционном технологическом процессе формирования канала цилиндра и азотирования его поверхности, снижается твердость поверхности в местах удаления припуска с 900 HV до 600…650 HV [1].

Сравнительные коррозионные испытания азотированного слоя со съемом припуска 2…3 мкм и 50 мкм показали увеличение скорости коррозии в 3 раза, с 0,12 г/м^{2}ч до 0,37 г/м^{2}ч. В совокупности с трещинами на поверхности эксплуатационные свойства такого слоя весьма не велики.

Особенностью нового метода упрочнения азотированием в импульс-плазме (технология ИВА), является обеспечение максимальной твердости на глубине 0,2 мм азотированного слоя, минимального коробления цилиндра, исключающего последующую правку изгибом и позволяющего оставлять припуск под окончательное хонингование в пределах 3…5 мкм.

Новая технология азотирования (ИВА) в сочетании с технологией обработки канала цилиндра решили поставленную задачу, - технологически обеспечена точность формы высоконагруженной контактной поверхности деталей. Так можно сделать вывод о значительном влиянии параметров технологических факторов на увеличение ресурса цилиндра СШН [4].

Применяемые процессы изготовления цилиндра (многократная расточка канала – от 3 до 7 проходов, правка по оси канала, хонингование многорядными хонинговальными головками до азотирования) обеспечивают прямолинейность оси канала цилиндра в пределах 0,07 мм на каждом метре длины.

В этих проектах предусматривается упрочнение деталей из конструкционных Cr-Ni-Mo-V сталей с различной категорией прочности для повышения их потребительских свойств при тяжёлых условиях эксплуатации.

Развитие азотирования не возможно без постоянного обновления и совершенствования оборудования для этого процесса. Сравнительные характеристики защитных покрытий пары «цилиндр-плунжер» СШН, упрочненных азотированием – ИВА и гальваническим хромированием приведены в таблице [1].

На сегодня широкое применение для упрочнения деталей в ПКНМ применяются различные методы: закалка ТВЧ и ТПЧ; газопламенное напыление твердым сплавом с последующим оплавлением; плазменное напыление; сверхзвуковое напыление, в т.ч. с последующим оплавлением слоя; ►

№	Показатели покрытия	Азотирование	Хромирование
1	Толщина слоя, мкм	250…350	80…100
2	Твердость, HV кгс/мм^2 (HRC)	1200…1300 (72…76)	800…1000 (68…70)
3	Коэффициент трения поверхности,		
	- в сухих условиях	выше 2…3 раза, чем азотирование	
	- со смазкой	выше 5…10 раз, чем азотирование	
4	Наличие микродефектов (поры, трещины, несплошность)	нет	да
5	Равномерность и однородность развития покрытия	да	нет
6	Износо-коррозионная стойкость	высокая	удовлетворит.
7	Коррозионная стойкость под напряжением агрессивных средах	выше	ниже
8	Сопротивление абразивному износу	высокое	низкое
9	Увеличение усталостной прочности изделия	в 2…3 раза	нет
10	Экологическая безопасность технологии	высокая	минимальная
11	Стоимость покрытия	дешевле на 30%	высокая
12	Область применения	широкая	ограниченная

Таб. 1. Сравнительные характеристики защитных покрытий пары «цилиндр-плунжер» СШН, упрочненных азотированием – по технологии ИВА и гальваническим хромированием

хромирование, кадмий-хромирование; химическое нанесение никель-фосфорного покрытия.

Наиболее эффективным, особенно для рассматриваемых цилиндров штанговых насосов и других деталей машиностроения, оказался метод азотирования (см. рисунок). На основании, в том числе собственного опыта применения азотирования, выбор однозначно был сделан в пользу ионно-вакуумного, по следующим причинам: ионное азотирование позволяет в большей степени регулировать образуемые на поверхностях деталей слои по строению и фазовому составу. Кроме обычных технологических параметров, влияющих на формирование упрочненного слоя (номинальная мощность импульсного источника питания; напряжение в импульсе; номинальный импульсный ток; рабочее давление в камере; рабочая температура; максимальный вес обрабатываемых деталей), ионное азотирование имеет ряд дополнительных: давление насыщающего газа, электрические характеристики, межэлектродное расстояние значения которых представляют собой ноу-хау.

Следует заметить, что технологические параметры находятся между собой в сложной и пока недостаточно изученной зависимости. Поэтому, в настоящее время, технологические процессы ионной химико-термической обработки (ХТО) основаны на экспериментальном подборе оптимальных режимов диффузионного насыщения.

Данные о наработке оборудования импортного производства свидетельствуют о низком ресурсе СШН с хромовым покрытием в США, Судане и Индонезии применение нашли цилиндры с азотированием и карбонитрированием рабочей поверхности. В результате применения новой технологии достигнуто [5]:

1. Расширение технологических возможностей ионных процессов и достижение качественного структурно-энергетического состояния упрочнённых поверхностей.
2. Максимальное увеличение подвижности и проникающей способности плазмы, что обеспечило азотирование сложноконтурных деталей с различными отверстиями и узкими пазами.
3. Повышение плотности укладки деталей в садке с минимальными зазорами, что увеличило производительность обработки.
4. Обеспечение высокой воспроизводимости и узких допусков в результате обработки разнотипных изделий.
5. Повышена производительность процесса изготовления деталей скважинных штанговых насосов без корректировки технологического процесса.

Базой для создания новой технологии ионного азотирования рассматриваемого в настоящем проекте деталей, послужили собственные разработки авторов проекта, изложенные в публикациях и изобретениях, также результаты исследований по данной тематике большого количества отечественных и зарубежных ученых. Продолжаются, применительно к тематике исследований авторов, рассмотрение закономерностей формирования азотированного слоя, в первую очередь его наноструктурной составляющей, в зависимости от технологических факторов обработки и её условий. ■

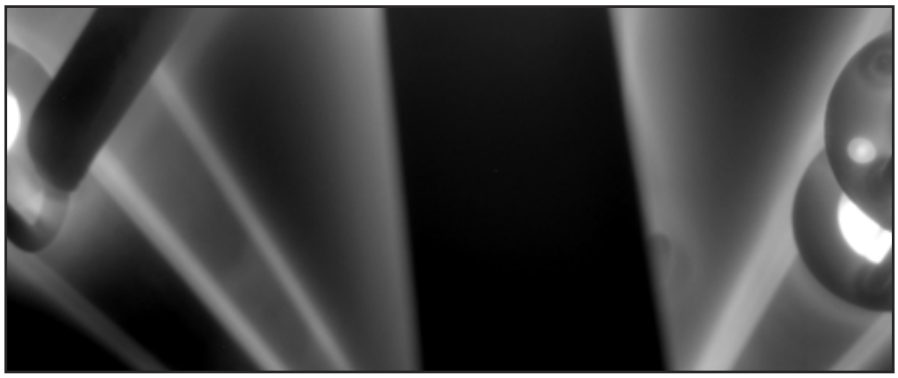


Рис. 1. Азотирование в импульс-плазме цилиндров скважинных штанговых насосов.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Богданов, В.В. Ионное азотирование - прогрессивная технология поверхностного упрочнения / В.В. Богданов // Передовой опыт. 1984. №7.
2. Мокроносов, Е.Д. Повышение эксплуатационной надежности скважинного штангового насоса / Е.Д. Мокроносов, В.В. Богданов, М.Н. Елтышев // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2007. №12. С. 43-44.
3. Песин, М.В. Технологические особенности упрочнения деталей скважинных штанговых насосов / Песин М.В., Мокроносов Е.Д. // Ресурсосберегающие технологии ремонта, восстановления и упрочнения деталей машин, механизмов, оборудования, инструмента и технологической оснастки от нано- до макроуровня. В 2ч.Ч.2: материалы 12-й Междунар. науч.-практ. конф., 13-16 апреля 2010 г. Федеральное агентство по образованию, Санкт-Петербург гос. политехн. ун-т, Науч.-произв. «Фирма Плазмацентр». – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010г.
4. Песин, М.В. Триботехническое упрочнение высоконагруженных поверхностей деталей и создание на этой основе производства изделий нефтегазового назначения / Песин М.В., Е.Д. Мокроносов // Экспозиция. Нефть. Газ. 2010. №9. С. 8-9.
5. Песин М.В. Технологическое обеспечение повышения долговечности изделий машиностроения / Мокроносов Е.Д., В.В. Богданов // Новые материалы и технологии – НМТ-2010: материалы Всерос. науч.-тех. конф., г. Москва, 16-18 нояб. 2010г.: в 3 т. Т.2 / М-во образования и науки РФ, ГОУ ВПО МАТИ - рос. гос. технол. ун-т им. К.Э. Циолковского. – М.: МАТИ, 2010. – С. 32.
6. Песин М.В., Мокроносов Е.Д. Скважинное оборудование: обработка, внедрение, сервис, технологические особенности изготовления СШН // Инженерная практика. 2010. №1(2). С. 90-92.

ОЧИСТКА ТРУБОПРОВОДОВ-СПУТНИКОВ

CLEANING OF THE PIPELINE – SATELLITES

УДК 39.77

Ю.А. БЕЛЯЕВ ст. н.с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН», канд. техн. наук. Москва belyaev-y@yandex.ru

YU. A. BELYAEV SR «Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology» RAS, Ph.D. Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Трубопроводы-спутники, поверхностно-активное вещество МЛ-80, щёлочь, асфальтеносмолопарафиновые отложения , реакции солюбилизации, расклинивания

KEYWORDS: Pipeline-satellites, surface-active agent ML-80, alkali, asphaltenes deposition, reaction solubilization, reaction wedging

Разработана композиция реагентов, позволяющая отмывать со стенок трубопроводов не только асфальтеносмолопарафиновые, но и углеродистые отложения. Изучения были подтверждены промышленными испытаниями.

Designed composition of reagents that allow the laundering of the pipes not only from asphaltenes and resinous paraffin deposits but also carbon deposits. Studies have been confirmed by industrial tests.

Трубопроводы – спутники служат для доставки нефти от скважин до установок замера и первичной обработки, а также доставки их до магистрального трубопровода. В составе нефтей имеются высокомолекулярные парафины (C_{18} и $_{выше}$), смолы, асфальтены и минеральные соли, которые ввиду нарушения фазового равновесия нефти при изменении температурного режима и перепадов давления в процессе движения, отлагаются на стенках трубопроводов и скважинного оборудования. Это особенно характерно для северных районов в зимнее время. Со временем пристенные отложения карбонизируются, переходя в твёрдые углеродистые продукты, а наслаивающиеся отложения, если вовремя не принимать меры, могут полностью перекрыть живое сечение трубопровода.

Для очистки твёрдых отложений предложены различные способы [1,2], но в промысловой практике применяются наиболее простые решения типа промывка трубопроводов горячей нефтью или горячим конденсатом. Такое решение позволяет частично очистить трубопровод, в данном случае смывается верхний слой парафинов, но пристенную часть твёрдых асфальтеновых соединений, тем более карбонизированного состава, таким способом снять не возможно, поскольку они не растворимы в конденсате. При этом остаются центры асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), что укоряет закольматирование трубопроводов.

Одним из эффективных, позволяющих наиболее полно очищать трубопроводы и внутрискважинное оборудование является препарат МЛ-80 [3], но он не в состоянии очищать трубопроводы от карбонизированных пристенных отложений. Для решения этой проблемы проведены исследования и предложен состав комплексной водорастворимой многофункциональной композиции (КВМК), в которой в состав МЛ-80 добавляют натриевую (или калиевую) щёлочь, что позволяет очищать пристенные карбонизированные отложения и смывать центры отложения АСПО.

Применение КВМК в технологических операциях по очистки трубопроводов основано на специфических свойствах дифильных молекул ПАВ сорбироваться и ориентироваться на различных поверхностях раздела («нефть-вода, «вода-метал», «нефть-воздух», «нефть-кристаллы парафина», «вода-кристаллы минеральных солей» и т.д.) и изменять фазовые и энергетические взаимодействия на этих границах; на способности этих молекул образовывать в объёме растворов пространственные агрегаты-мицеллы, внутри которых могут солюбилизироваться водонерастворимые органические вещества, а также на способности хелатообразующих компонентов КВМК «связывать» ионы кальция, бария, железа и препятствовать их реакциям с ионами сульфатов и карбонатов.

В отличие от индивидуальных ПАВ, КВМК обладает комплексом заранее заданных свойств, обусловленных как свойствами отдельных компонентов, так и новыми физико-химическими свойствами, полученными вследствие аддитивных, синергетических и антогонистических эффектов при их целенаправленном смешении. Водные растворы КВМК обладают высокой поверхностной активностью и смачивающей способностью, солюбилзирующим, пептизирующим, эмульгирующими и антисорбционными свойствами, расклинивающим действием на границах раздела нефти с твёрдыми поверхностями, пенообразующей способностью, регулирующими реологическими свойствами и оптимальной стабилизирующей способностью. Эти свойства сохраняются в пресной и пластовой воде и реализуются в широком интервале соотношений объёмов фаз «нефть-вода».

Исследования процесса очистки трубопроводов от АСПО проводили на лабораторной установке (рисунок 1), основным звеном которой являлась трубчатая модель пласта, диаметром 0,03 м и длиной 1,2 м.

Проведено исследование влияния состава, температуры и времени контакта на степень очистки трубопровода от тяжёлой тугоплавкой нефти в твёрдом состоянии. Для исследования принята нефть Узеньского меторождения со следующими характеристиками: плотность при 20 °С – 879 кг/м.³, условная вязкость при 50 °С – 3,16 у.е., температура застывания – + 35 °С. Нанесение нефти на поверхность трубки проводили путём заполнения охлаждённой модели горячей нефтью и частичного её сливания. Отложение нефти на стенках составляло 50-60 % живого сечения. Раствор реагента из бюретки прокачивали дозировочным насосом в приёмную ёмкость. Время контакта реагента с нефтью рассчитывалось для каждого опыта отдельно и составляло от 30 до 90 мин.

На рисунке 2 представлены графики, показывающие влияние температуры на степень отмыва при воздействии чистым раствором ПАВ (МЛ-80) и в смеси с натриевой щёлочью.

Время контакта = 90 мин. Содержание щёлочи в реагенте, % мас: Сщ=0 – 0; Сщ=0,1 – 0,1; Сщ=0,2 – 0,2; Сщ=0,3 – 0,3; Сщ=0,5 – 0,5. Анализ экспериментов показывает, что действие чистого МЛ-80 заметно проявляется при температуре выше 20 °С. Введение в состав КВМК натриевой щёлочи резко повышает степень отмыва модели. Наиболее заметное увеличение наблюдается при содержании в составе щёлочи в количестве 0,2 % мас, причём степень отмыва по сравнению с чистым МЛ-80 увеличивается в 5 раз даже при 10 °С. При повышении температуры до 30 °С ►

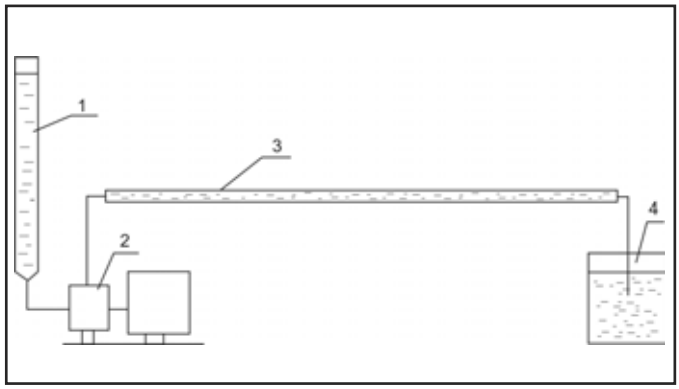


Рис. 1 Технологическая схема установки очистки трубопроводов от АСПО 1 – бюретка; 2 – насос; 3 – модель пласта; 4 – приёмник.

N п/п	Состав реагентов, % масс.			Примечание
1	МЛ - 80	Na OH	вода	Концентрация МЛ-80 принята из промысловой практики
2	0,2	0	99,8	
3	0,2	0,1	99,7	
4	0,2	0,2	99,6	
5	0,2	0,3	99,5	
6	0,2	0,5	99,3	

Таб. 1 Состав реагентов. Концентрация МЛ-80 (0,2 % масс.) взята из промыслового опыта.

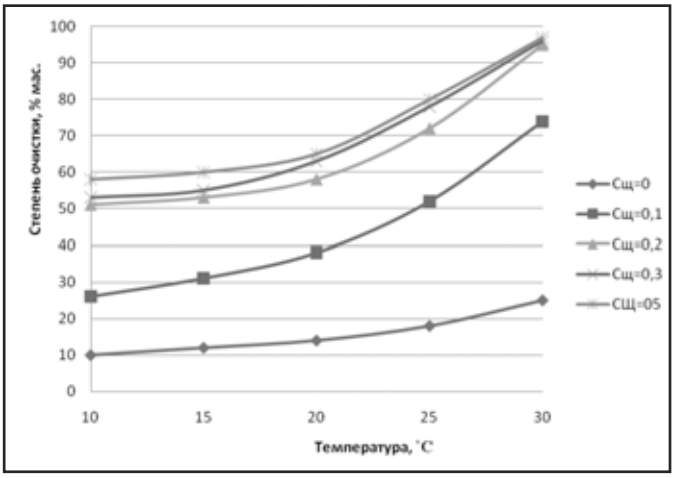


Рис. 2 Влияние температуры и концентрации щёлочи в ПАВ на степень очистки трубопровода, τ=90 мин.

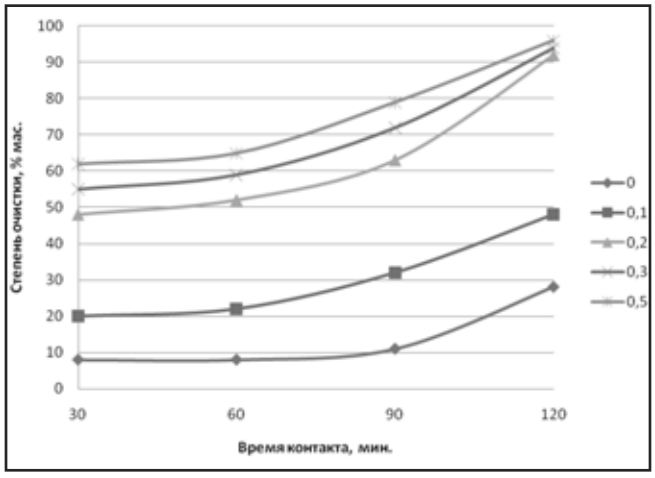


Рис. 3 Влияние времени контакта и концентрации щёлочи в ПАВ на степень очистки трубопровода, Т-ра 20 °С

степень отмыва составляет более 90 %. Увеличение количества щёлочи до 0,5 % повышает степень очистки модели, но не в значительной степени.

Следующими экспериментами определено влияние времени контакта и концентрации щёлочи в составе реагента на очистку металлической поверхности от нефти, рисунок 3.

Рисунок 3. Обозначения концентраций щёлочи идентичны рисунку 2. Анализ кривых показывает, что раствор чистого МЛ-80 действует при времени контакта более 90 мин. Наибольшая эффективность КВМК наблюдается при содержании в растворе щёлочи 0,2 и более % масс. В этом случае при времени контакта 120 мин наблюдается степень очистки более 90 %. Состав реагента после очистки и после отстоя оставался прозрачным и, как показали дальнейшие эксперименты, был также активным и готов для последующей очистки. Это указывает на то, что основными в процессе являются реакции расклинивания и солюбилизации.

Данные лабораторных исследований подтверждены промысловыми испытаниями в нефтяном объединении «Краснодарнефть» НГДО «Абиннефть», где был очищен трубопровод-спутник длиной 380 м. забитый АСПО более чем на 80 % и в нефтяном объединении «Когалымнефть», где очищен трубопровод-спутник длиной 960 м, трубопровод-спутник был забит примерно на 50%.

Процесс очистки осуществлялся летом по следующей технологии. В емкости готовили раствор реагентов оптимального состава, % мас: МЛ-80 (0,2%) – Na OH (0,2%) – вода 99.6 (%). Раствор с помощью ППУ нагревали до 45 °С и насосом ЦА-320 закачивали в трубопровод-спутник. На выходе из трубопровода температура составляла в НГДО «Абиннефть» – 24°С, а в объединении «Когалым нефть» – 21°С. После заполнения трубопровода закачку прекращали на 15 мин. Первые два цикла заполнения не показали никаких результатов, раствор выходил прозрачным. После 3-го заполнения из трубопровода стала вываливаться грязь виде густой тёмной массы, крупных углеродистых конкреций и тяжёлой нефти. Через час этот состав отстоялся, твёрдые углеродистые конкреции осели на дно ёмкости, нефтяные углеводороды всплыли вверх, а раствор стал светлым и готов был для повторного использования. Время на обработку трубопровода в НГДО «Абиннефть» (380 м) составило 5 часов, а в «Когалымнефть» – 9 часов. В работе было задействовано только стандартное оборудование.

Следует отметить, что в состав комплексной водорастворимой композиции входят реагенты, применяемые в нефтяной промышленности, он не токсичен, не пожароопасен и не изменяет состава добываемой продукции.

Выводы.

1 Проведены исследования и предложен состав комплексной водорастворимой многофункциональной композиции позволяющей очищать не только смолопарафиновые соединения, но и твёрдые углеродистые отложения с нефтяного оборудования.

2 Проведены промысловые обработки трубопроводов-спутников предложенным составом, в результате чего трубопроводы был очищены не только от АСПО, но и даже от твердых углеродистых отложений. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Беляев Ю.А., Толоконский С.И., Аваков А.Р., Попов А.Р., Борисов.В.Ю. Состав для предотвращения образования на твёрдых поверхностях асфальтеносмолопарафиновых отложений и минеральных солей» Патент Р.Ф., № 2086754, бюл. изобр. №22.
2. Хорошилов В.А., Беляев Ю.А., Баландин Н.Н., Мякотин В.Н., Арсамиков М.У.» Состав для предотвращения парафиногидратных отложений и коррозии в скважине при добыче нефти». Птент РФ №1806161, 30.03.93 г., Бюл. изоб. № 12.
3. РД-39-1-1094 – 84. «Руководство по применению МЛ – 80 для повышения эффективности технологических операций нефтедобычи», МИННЕФТЕПРОМ, 1984 г., 35 с.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

PRACTICAL RESULTS OF THE BASEMENT FRACTURED RESERVOIR FILTRATION HETEROGENEITY OF THE WHITE TIGER OILFIELD STUDY

УДК 622.248.67

А.И. ТИМУРЗИЕВ Зам.гл. геофизика ОАО «ЦГЭ» Москва aitimurziev@cge.ru

A.I. TIMURZIEV Deputy Chief Geophysicist ,CGE JSC ScD (Geol. and Mineral.), Member of Russian Academy of Natural Sciences Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение Белый Тигр, фильтрационная неоднородность трещинных коллекторов, «технология управления трещиноватостью»

KEYWORDS: the White Tiger oilfield, the fractured reservoir filtration heterogeneity, «the fracture development technology»

В статье на примере залежи нефти гранитного фундамента месторождения Белый Тигр (МБТ) обсуждаются результаты авторских исследований по изучению и анализу трещинных систем для прогноза фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов (ФНТК) нефти и газа. Рассмотрены факторы, определяющие ФНТК и геолого-физические основы прогнозирования параметров ФНТК. Показано, что проблема изучения и геометризации трещинных коллекторов лежит не столько в плоскости возможностей сейсморазведки 3Д по созданию структурно-параметрической модели залежи, сколько в возможностях реконструкций НДС горных пород и построения геомеханической и кинематической модели залежи. Трехмерная геомеханическая и кинематическая модель, описывающая тензорное распределение напряжений/деформаций и абсолютной проницаемости трещинных коллекторов является единственной альтернативой структурно-параметрической модели, традиционно принятой для пластовых залежей в качестве основы для построения геологической и гидродинамической модели. Основой работ в рамках разрабатываемой автором «технологии управления трещиноватостью» служит структурно-кинематический и динамический анализ трещинных систем. Изучение трещин от их геометрических характеристик для определения сил, ответственных за конечные деформации и деформационный процесс трещинообразования – ключ к построению трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора. Обсуждаются проблемные вопросы изучения ФНТК фундамента и пути их решения, связанные с поиском сейсмических признаков проницаемых трещин и разломов и изучением НДС пород фундамента методами математического моделирования.

In article by the example of the White Tiger (WTO) oilfield in the granite basement results of author's researches on studying and the analysis of fracture systems for the forecast of filtration heterogeneity of fractured reservoir (FHFR) of oil and gas are discussed. The factors determining FHFR and geological and physical bases of forecasting of FHFR parameters are considered. It is shown, that the problem of studying and geometrization of fractured reservoir lays not so much in a plane of opportunities of 3D seismic on creation of structural - parametrical model of oilfield, how many in opportunities of reconstruction of the SDC of rocks and constructions of geomechanical and kinematic model of an oilfield. The three-dimensional geomechanical and kinematic model describing tensor distribution of pressure/deformations and absolute permeability of fractured reservoir is unique alternative of the structural - parametrical model traditionally accepted for bedded deposits as a basis for construction of geological and hydrodynamical model. As a basis of works within the framework of developed by the author «the technology of fractured reservoir management » is served with the structural - kinematic and dynamic analysis of fractured systems. Studying of fractures from their geometrical characteristics fore definition of the forces responsible for final deformations and deformation process of cracking - a key to construction of three-dimensional geomechanical and kinematic model of fractured reservoir. The problem questions of filtration heterogeneity of basement fractured reservoir and ways of their solution, associated with searching seismic signs of permeable fractures and faults and studying stress-deformed condition of basement rocks are discussed.

Введение. Опыт показывает, что проблема определения параметров фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов (ФНТК) в рамках геометризации и построения гидродинамической модели залежи с трещинными коллекторами не решается стандартными процедурами геологического моделирования, а сводится к созданию трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного резервуара на основе геометрического и кинематического анализа трещинных систем, реконструкций напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород и объемного тензора напряжений (в пределе объемного тензора абсолютной проницаемости).

В условиях резкой анизотропии трещинного коллектора относительно его фильтрационных свойств, практикуемые площадные системы разработки заведомо неэффективны и необходим переход на несимметричные и ориентированные рядные системы с приведением ориентировки рядов и стволов наклонно-направленных скважин в соответствие с законами векторной флюидодинамики (направлением пластовых фильтрационных токов), определяемых в свою очередь законами геомеханики и тензорной геодинамики. Работы по построению гидродинамической модели и проектированию разработки залежей с трещинными коллекторами должны обеспечивать учет главного фактора, связанного с влиянием трещиноватости на ФНТК. Только правильная трехмерная геомеханическая и кинематическая модель трещинного резервуара, позволяет создать достоверную гидродинамическую модель и эффективно разрабатывать залежь. Как было показано в предыдущих работах в основе построения геологической и гидродинамической модели залежи – структурно-кинематический анализ трещинных систем и реконструкции НДС (тип и ориентировка осей напряжений) горных пород [6,7], как составные элементы «технологии управления трещиноватостью» [7].

Терминология и понятия. *Технология управления трещиноватостью* – термин, предложенный нами для использования в качестве понятия, включающего возможности решения обратных задач проектирования положения и дизайна поисково-разведочных и эксплуатационных скважин (включая дизайн ориентированных скважин и боковых стволов), систем разработки и поддержания пластового давления (ППД), гидроразрыва пластов (ГРП) и других геолого-технических мероприятий (ГТМ), включая оптимальную технологию воздействия на пласт при бурении скважин, на основе знаний о параметрах трещиноватости продуктивных резервуаров.

В соответствии с генетической классификацией Е.М. СМЕХОВА коллектора нефти и газа делятся на два основных класса [5]. Класс простых коллекторов включает поровый и трещинный типы. Класс сложных (смешанных) коллекторов включает порово-трещинный (каверново-порово-трещинный) и трещинно-поровый (трещинно-каверново-поровый) типы[1]. Класс сложных коллекторов и трещинный тип класса простых коллекторов увязывается Е.С. РОММОМ [3] с трещинно-капиллярной ►

моделью коллектора, которая в работах Г.И. БАРЕНБЛАТТА и Ю.П. ЖЕЛТОВА (1960), Т.Д. ГОЛФРАХТ (1986), В.О. ВИКТОРИНА (1988), В.М. ДОБРЫНИНА (1970), Ф.И. КОТЯХОВА (1977), В.Н. МАЙДЕБОРА (1971), Е.М. СМЕХОВА (1961) и др. ассоциируется с системой двух совмещенных (вложенных одна в другую) пористых сред или с моделью «двойной пористости» в терминологии современных отечественных и зарубежных геологов, петрофизиков и гидродинамиков.

Как правило, трещинно-капиллярная модель коллектора (модель «двойной пористости») наделяется одной, двумя или тремя взаимно перпендикулярными системами трещин, с разными густотами и раскрытиями и анизотропными свойствами по проницаемости, вложенными в однородную непроницаемую (низкопроницаемую) матрицу с различной пористостью. При условно нулевой пористости матрицы имеет место чисто трещинный тип (модель) коллектора.

Матрица и трещины наделяются различными свойствами по пористости, проницаемости, насыщенности, сжимаемости и т.д. К основным свойствам трещин, имеющим промысловое значение и характеризующим способность трещинного коллектора отдавать нефть (до 99% которой находится во вторичных пустотах: порах и кавернах) и количественное выражение этой способности (продуктивность скважин) относятся: ориентировка (простирание) трещин в пространстве (1), раскрытие (просветность) трещин в системе (2), густота трещин основных систем (3) и наклон (угол падения) трещин. Тектонические трещины в горной породе располагаются не хаотически, а образуют определенные системы. Эта системная пространственная организация трещин обеспечивает важнейшее свойство трещиноватой породы – анизотропность трещинных коллекторов относительно ее фильтрационных свойств. При этом раскрытие трещин в пределах одной системы мало отличается друг от друга и с достаточной точностью может быть принято постоянным [3].

По общепринятым представлениям трещинно-капиллярная модель («двойной пористости») состоит из пористой низкопроницаемой матрицы, рассеченной проницаемыми трещинами с низкой пористостью. Для математического моделирования и гидродинамических расчетов принято выделять изотропную трещинную среду, характеризующуюся равенством главных значений тензора трещинной проницаемости (бессистемная или хаотическая трещиноватость, три взаимно перпендикулярные системы трещин) и анизотропную трещинную среду, характеризующуюся трехосным тензором трещинной проницаемости (одна система трещин (горизонтальных или вертикальных), две взаимно перпендикулярные и вертикальные системы трещин). В работе [3] показано, что трещинно-капиллярная модель изотропной и анизотропной трещиноватой породы позволяет связать геометрию трещин с пористостью и проницаемостью для всех случаев геометрии трещиноватости для модели фильтрации в горизонтальной и вертикальной плоскости. Более того, показано, что трещинно-капиллярная модель, характеризующаяся тремя взаимно перпендикулярными системами трещин (одна из которых горизонтальная) с равными густотами и раскрытиями обладает изотропными свойствами по проницаемости. Модель трещиноватой среды с бессистемной или хаотической трещиноватостью вообще аналогична пористой среде [3]. В таком представлении роль трещин как основных транспортных путей фильтрации флюидов, определяющих анизотропность трещиноватой среды относительно ее фильтрационных свойств, теряет свое содержательное значение, поскольку подавляющее большинство трещинных коллекторов характеризуется системной (три взаимно перпендикулярные системы) или хаотической (более трех систем) трещиноватостью в той или иной степени.

Наши представления на модель трещинного коллектора отличаются небольшой, но важной деталью. Трещинно-капиллярная модель трещиноватой породы состоит из двух вложенных сред.

1) Матрицы низкопористой (известняк, мрамор, гранит, др.) или высокопористой (мел, оолитовый известняк, др.), низкопроницаемой, изотропной, несжимаемой, водонасыщенной (связанная вода). В зависимости от первичной пористости матрицы следует выделять трещинно-капиллярную (высокопористая матрица) и трещинную (низкопористая матрица) модели, но в обеих моделях матрица является низкопроницаемой средой, исключающей свободную фильтрацию флюидов.
2) Трещин (от микро- до макротрещин), от хаотических (диагенетических, седиментационных) до системных (дислокационных, тектонических), залеченных (кальматированных, непроводящих, непроницаемых, несжимаемых) и открытых (нефтегазонасыщенных, проводящих, проницаемых, сжимаемых). Эта низкоемкая (менее 1%) среда в моделях трещинного коллектора (трещинно-капиллярная или трещинная модель) является высокопроницаемой транспортной сетью коллектора, определяющей фильтрацию флюидов к забоям скважин.

Отличительной особенностью нашей модели является ограничение на возможность фильтрации флюидов одной плоскостью объемного тензора напряжений, совпадающей с плоскостью, образуемой осями максимальных и средних главных нормальных сжимающих напряжений ($\sigma_1\sigma_2$)[2] новейшего (современного) стационарного поля. Преимущественно трещины, совпадающие с этим сечением (допустим разброс от оси на величину половины угла скола), могут быть открытыми и формировать проницаемую среду (трещинную проницаемость) и направленные фильтрационные потоки в низкопроницаемой матрице трещинного коллектора. Все остальные системы трещин, ортогональные (совпадают с осями $\sigma_1\sigma_3$ и $\sigma_2\sigma_3$) и диагональные (совпадают с касательными напряжениями τ_i на восьми площадках, одинаково наклоненных ко всем осям нормальных напряжений), по отношению к плоскости $\sigma_1\sigma_2$ находятся в неблагоприятных условиях нагружения и являются непроницаемыми.

Проблематика вопроса. Все породы в той или иной степени трещиноваты и разбиты системами трещин на разноранговые блоки первичной делимости. Но не все трещины являются проницаемыми в настоящее время и представляют промысловый интерес для формирования фильтрационной среды трещинных коллекторов нефти и газа.

Ведущая роль тектонической трещиноватости в формировании проницаемости трещинных коллекторов, по которой развивается вторичная (эпигенетическая) пустотность, не вызывает сомнений у специалистов. Однако существующие представления о количественном распределении и раскрытости трещин различных систем (вертикальных - *в*, наклонных - *н*, горизонтальных - *г*), основанные на данных бурения вертикальных скважин, описании керна и анализе шлифов, построены на точечных одномерных наблюдениях трехмерного пространства геологических тел и не отражают истинную объемную картину распространения трещин и их параметров на глубине.

Методы исследований неориентированного керна, отобранного из вертикальных или наклонных скважин, не позволяют получить объективное заключение об относительной густоте и раскрытости развитых на глубине разноориентированных трещинных систем по следующим причинам:

- вертикальные скважины пересекают преимущественно горизонтальные и в меньшей степени наклонные системы трещин;
- вероятность встречи вертикальной скважиной вертикальных трещин минимальна и снижается с уменьшением густоты их распространения от микротрещин к макротрещинам;
- в неориентированном керне скважин любой ориентировки невозможно определить простирание единичных трещин и трещинных систем;
- доступные наблюдениям в скважинах ►

[1] Далее для удобства коллектора класса сложных и трещинный тип класса простых коллекторов, мы будем называть трещинными коллекторами по определяющей роли трещин в формировании проницаемости этих коллекторов.

[2] В работе принято следующее правило расстановки знаков осей напряжений: сжимающие напряжения имеют положительный знак. Положение и индексация осей напряжений ($P_{гор} = \sigma_{max} = \sigma_1$; $P_{бок}^{max} = \sigma_{avr} = \sigma_2$; $= P_{бок}^{min} = \sigma_{min} = \sigma_3$) характеризуют сбросовый тип поля напряжений.

и исследованиям в лабораторных условиях трещины представлены узким классом микротрещин (мезо- и мегатрещины, а тем более отдельные плоскости разломов и зоны их пересечения являются редкими и уникальными образцами керновой коллекции);

- доступные наблюдениям в скважинах и исследованиям в лабораторных условиях трещины представлены в подавляющем большинстве случаев непроницаемыми, залеченными трещинами, суждения по которым о густоте распространения и раскрытости открытых трещин неправомерны;
- доступные наблюдениям в скважинах и исследованиям в лабораторных условиях открытые трещины представлены в ряде случаев искусственными трещинами разрушения в процессе бурения и трещинами разгрузки от перепада давления на забое и на устье скважины.

Известный факт отражения в образцах керна преимущественно залеченных микро-, мезо- и макротрещин, а из открытых – микротрещин, ставит под сомнение адекватность лабораторных определений трещинной проницаемости реальным природным условиям фильтрации флюидов в пласте. Очевидно, что эти определения могут рассматриваться не более как точечные наблюдения фоновых значений параметра, которые нуждаются в уточнении с помощью введения поправочных коэффициентов на проницаемость мезо- и макротрещин. Часто отсутствие связей между пористостью и проницаемостью, а также невозможность интерполяции точечных определений по керну в межскважинную область и на объем залежи в целом, не позволяет доверять фильтрационным моделям, основанным на лабораторных определениях трещинной проницаемости. Все эти и другие ограничения затрудняют создание достоверной модели трещинного коллектора по результатам исследований керна.

Методы ГИС, хотя и расширяют масштаб исследований трещин в скважинах, предоставляют точечные наблюдения (в отличие от керна, по которому получают точечные по объему данные) и далекую от реальной, картину объемного распределения трещин в межскважинном пространстве. Охватывая большие интервалы разреза, данные ГИС при вертикальном падении трещин не обеспечивают прирост информации в горизонтальной плоскости. Результаты прогноза параметров трещинных коллекторов в межскважинном пространстве чаще определяются не исходными данными, а методами интерпретации ГИС и принятой модели пустотного пространства коллектора, качеством сейсмических данных и методами интерполяции, которые заведомо несут элемент субъективизма.

Современная сейсморазведка, даже в реализации методики 3D, также малоэффективна при картировании проницаемых трещинных систем, геометризации и прогнозировании количественных параметров неоднородности трещинного коллектора. В условиях изотропной сейсмически немой среды гранитного массива, ни атрибуты сейсмического поля, ни упругая инверсия (AVO) не обеспечивают достоверного прогноза проницаемых зон. Причина в том, что объект исследований (единичные открытые трещины и зоны их группирования) меньше разрешающей способности метода, а при известной величине пористости трещин (1%) трещинных коллекторов, прогноз их по признакам насыщения не отличается от поиска иголки в стоге сена. Стандартный подход, основанный на картировании крупных зон разломов внутри фундамента, себя не оправдывает, так как высокоамплитудные разломы, выделяемые по сейсмическим материалам в подавляющем большинстве случаев непроницаемы (залечены) и, как будет показано ниже, не контролируют продуктивность скважин.

В то же время известно, что простирание и угол наклона трещин оказывает существенное влияние на их раскрытость и проницаемость, на процессы вытеснения и фильтрации нефти в пласте. Так, по экспериментальным исследованиям кернов скважин из гранитной залежи МБТ (НИПИморнефтегаз, 2000), на моделях с вертикальными трещинами (по сравнению с горизонтальными) отмечается устойчивое смещение кривых фазовых проницаемостей и прирост коэффициента вытеснения нефти. По Е.М.Смехову [5] для трещинного коллектора проницаемость вдоль и вкрест ортогонально ориентированных систем трещин может отличаться на порядок. По данным У.Файф и др. (1981) при оживлении разломов вертикальная проницаемость разреза увеличивается на три порядка, а трещины ГРП увеличивают проницаемость пластов (за счет трещинной проницаемости) на 10 порядков! Эти и другие факты требуют дифференцированного подхода и учета при оценке проницаемости трещинных систем различной азимутальной ориентировки и падения, возраста и генетического типа трещин.

Отсутствие данных о пространственной организации трещинных систем не позволяет построить достоверную геологическую модель залежи. Учет геометрии и ориентировки трещин важная, но не единственная задача этапа построения гидродинамической модели трещинного коллектора. Важнейшей составной изучения ФНТК является дифференциация трещин по степени их раскрытости и проницаемости в зависимости от ориентировки по площади и по разрезу трещинных систем.

В этой основной задаче решению подлежат три самостоятельные подзадачи:

1. дифференциация трещинных систем по генетическим типам (сколы и отрывы);
2. дифференциация валовой трещиноватости на открытую и залеченную трещиноватость;
3. дифференциация разноориентированных трещинных систем (вертикальных, горизонтальных и наклонных) по относительной раскрытости и проницаемости.

При построении гидродинамической модели залежи с трещинными коллекторами преобладают подходы, когда для определения параметров ФНТК учитывается вся регулярная и нерегулярная (хао-тическая) сеть трещин независимо от:

- возрастных генераций (от ранних диагенетических до поздних дислокационных трещин) в соотношении с тектонической эволюцией процессов трещинообразования;
- характера заполнения трещинного пространства (открытые, нефтенасыщенные и минерализованные трещины) в соотношении со стадийностью аутигенного минералообразования и с учетом раскрытости трещин в условиях господствовавших палеонапряжений и современных напряжений;
- углов падения и ориентировок в вертикальной плоскости (вертикальные, горизонтальные, наклонные) в соотношении с распределением по разрезу вертикального ($P_{гор}$) и боковых ($P^{x}_{бок}$, $P^{y}_{гор}$) горных давлений, а также пластовых давлений ($P_{пл}$) насыщающих флюидов (эффективных давлений);
- азимутов простирания трещинных систем и относительной раскрытости трещин различных систем в горизонтальной плоскости в соотношении с простиранием осей нефтегазоконтролирующих структур и ориентировкой осей современного поля тектонических напряжений;
- масштабов трещин (от микро-, мезо- и макротрещин до отдельных разломов и зон разрывных нарушений) в соотношении с законами блоковой делимости земной коры, фрактальности и вложенности разномасштабных иерархических систем трещин и разломов.

В то же время известно, что коэффициент трещинной проницаемости есть функция раскрытости трещин независимо от геометрии трещин изучаемых образцов пород. При этом доказано [3], что в зависимости от геометрии преобладающих систем трещин (одна система горизонтальных трещин, одна система вертикальных трещин, две взаимно перпендикулярные и вертикальные системы трещин, три взаимно перпендикулярные системы трещин, одна из которых горизонтальна, нерегулярная хаотическая сеть трещин) и направления фильтрации (фильтрация в горизонтальной или вертикальной плоскости), коэффициент трещинной проницаемости имеет различные численные значения и аналитические формы связи и может изменяться на несколько порядков (от нуля до бесконечности).

Рассмотрим геологические факторы, определяющие ФНТК, геолого-физические основы и некоторые подходы к обоснованию и прогнозированию параметров ФНТК.

Факторы, определяющие ФНТК. К геолого-физическим факторам, определяющим ФНТК, могут быть отнесены следующие виды неоднородности:

а) первичная латеральная литолого-фациальная неоднородность горных пород;
б) первичная вертикальная литолого-фациальная неоднородность горных пород; ►

в) первичная зональная петрофизическая неоднородность горных пород;
г) структурная неоднородность напластований горных пород;
д) тектоническая неоднородность (блоковая делимость) или фрагментарность (фрактальность) в строении пластовых ассоциаций (массивов) горных пород;
е) неоднородность вторичной эпигенетической измененности (зональности) горных пород;
ж) пространственно-временная неоднородность НДС пород, определяющая различия генетических типов и раскрытости разноориентированных в пространстве и во времени систем трещин.

В обобщенном виде фильтрационная неоднородность горных пород (геосреды) определяется тремя группами геологических факторов, которые поддаются классификации:

1. литолого-фациальная неоднородность горных пород – это первичная конседиментационная (доскладчатая) неоднородность породно-слоистых ассоциаций (сиквентная неоднородность);
2. структурно-деформационная (фрактально-блоковая) неоднородность – это вторичная (соскладчатая) неоднородность дислокационного эпигенеза;
3. эпигенетическая (гидротермально-метасоматическая) неоднородность – это вторичная постседиментационная (постскладчатая) неоднородность гидрохимического эпигенеза.

Структурно-деформационная и эпигенетическая неоднородность являются наложенными на первичную фациальную неоднородность породнослоистых ассоциаций (ответственна за неоднородность петрофизических и упруго-деформационных свойств пород) и формируют вторичные поля проницаемости и пористости. Взаимоотношения этих трех видов неоднородности динамические и во времени (геологическом) меняют картину распределения полей проницаемости и пористости.

Некоторые факторы, определяющие ФНТК, поддаются учету при проектировании разработки залежей с трещинными коллекторами. Использование сейсморазведки 3Д в комплексе с интерпретацией скважинных данных (ГИС, керн) на уровне современных возможностей атрибутного анализа, стохастической инверсии, AVO и нейрокомпьютерного моделирования, позволяют учесть первичные латеральные и вертикальные литолого-фациальные и петрофизические неоднородности горных пород, структурную и тектоническую (блоковую) неоднородность. Не поддается полному учету на современном уровне технологий и знаний и, практически не учитывается на этапе проектирования разработки залежей неоднородность НДС горных пород, определяющая характер и степень раскрытости трещин и неоднородность вторичной эпигенетической измененности (зональности) и насыщенности трещинного коллектора. В то же время неоднородность НДС горных пород определяет анизотропию проницаемости и ФНТК, а неоднородность вторичной эпигенетической измененности пород – зональность строения трещинного коллектора и его емкостной потенциал.

В связи с влиянием геометрии трещинных систем на проницаемость пород, при построении гидродинамической модели трещинных коллекторов необходимо введение фильтра на ориентировку проницаемых систем трещин (связан с закономерностями пространственного распределения трещин в силовом поле тектонических напряжений и подчиненности их ориентировки распределению осей напряжений), а также фильтра на возрастную генерацию трещин различных систем (разделение древних залеченных и молодых открытых трещин). Главное требование – учет ориентировки осей напряжений на распределение параметров открытых трещин (азимут простирания, угол падения, раскрытость, направление роста и схлопывания при проведении ГТМ), в том числе в процессе эволюции от первичного стационарного поля к вторичному нестационарному полю напряжений, нарушенному техногенными процессами при разработке залежи.

На локальные изменения полей напряжений и формирование искусственных трещин влияют как форсированные отборы жидкости, вызывающие репрессии на пласт и смыкание трещин, так и неравномерная закачка воды, приводящая к перекомпенсации отборов, превышению забойного давления над минимальным горным давлением и искусственному гидроразрыву пластов. Эти изменения усиливаются процессами кальматации трещин солями, смолами и парафинами, выпадающими при закачке несовместимых (по химизму и термобарическим условиям) с пластовыми условиями вод и реагентов и, приводящими, как следствие, к изменению фильтрационных токов в залежи. Промышленные масштабы внедрения ГРП на месторождениях без учета неоднородности фильтрационно-емкостных и упруго-деформационных свойств и НДС пород создают вертикальную связанность с подошвенными водами и кровельным газом, приводят к объединению пластов смежных эксплуатационных объектов, к нарушению естественного фильтрационного поля пластов, обводнению фонда скважин и необходимости реанимации месторождения.

Как видим, от правильного решения обозначенных задач зависит достоверность принятой для гидродинамических расчетов геологической модели, конечная нефтеотдача и эффективность освоения месторождений с трещинными коллекторами.

Вопросы изучения ФНТК и дифференциации трещин по типам, степени их раскрытости и проницаемости в зависимости от ориентировки по площади и по разрезу трещинных систем, а также другие теоретические и практические вопросы прогнозирования ФНТК трещинных сред, изложены нами в работе [7] и заинтересованный читатель может с ними ознакомиться. Здесь же мы рассмотрим практически важные для проектирования поисково-разведочных и эксплуатационных скважин вопросы связи продуктивности скважин с геологическими особенностями строения фундамента МБТ.

Связь продуктивности скважин с зонами трещиноватости по сейсмическим атрибутам. Большой вклад в развитие геофизических методов прогнозирования разрывных нарушений, трещиноватости и зон дилатансии в фундаменте МБТ внесли разработки специалистов ОАО «ЦГЭ» А.Г.Авербуха, Г.Н.Гогоненкова, В.Б.Левянта, А.Л.Плешкевича, И.М.Чуриновой и др.

В основе сейсмических методов прогнозирования неоднородности трещинных сред анализ свойств волнового поля (общая энергия, локальная нерегулярность, относительный уровень высокочастотных компонент, характеристика рассеянной компоненты сейсмического поля и др.) и сейсмических атрибутов (упругие импедансы, кубы деструкции, когерентности и др.) с использованием программ кокрайкинга и геостатистической инверсии на основе симуляционного аннилинга, программа 3D глубинной сейсмической миграции до суммирования, применение специализированных интерпретационных режимов f-x-y фильтрации, другие приемы анализа сейсмических атрибутов отражения от структурных неоднородностей на поверхности и внутри фундамента.

Суммирование опыта применения приемов сейсмической интерпретации и прогнозирования неоднородностей трещинных сред отражено в недавно изданных методических рекомендациях по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов на примере карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа [2]. Логика развития современной нефтяной геологии определяет технологический перекос в развитии методов прогнозирования трещиноватости в ущерб генетическому подходу, основанному на комплексном геолого-физическом осмыслении данных геолого-геофизических, дистанционных и других методов исследований. Подтверждением сказанному служат издания многочисленных работ, основанных исключительно на сейсмических методах изучения пористых и трещинных геологических сред (например 3-х томник [4]).

Наш опыт подтверждает, что важным инструментом идентификации зон открытой тектонической трещиноватости является анализ кубов различных сейсмических атрибутов. Возможность выделения по сейсмическим атрибутам (куб когерентности, кривизн поверхности и др.) разломов и трещинных систем в осадочном чехле открывает определенные перспективы в направлении их прогнозирования в фундаменте (Рис.1.). На фоне первых положительных результатов прогноза пустотности с помощью новых технологий кокригинга и нейронных сетей (ЦГЭ, 2006), примеры хорошей сходимости высокодебитных скважин с сейсмическими признаками вертикальных трещинных зон (Рис.1), отождествляемых с проницаемыми зонами, позволяют надеяться на успехи сейсморазведки при решении задач геометризации нефтенасыщенного пространства в теле гранитного массива. ►

Особенностью сейсмического подхода к решению задач геометризации трещинных сред и потенциальных резервуаров нефти в фундаменте МБТ является поиск значимых (критериальных) различий физических свойств плотных массивов первичной матрицы и линейных (объемных) зон деструкции, связанных со вторичным разуплотнением и флюидонасыщением искомого пространства, в атрибутах сейсмического волнового поля. Задача не имеет однозначного решения без привлечения геологического знания, объясняющего природу этих различий на генетической основе.

Зависимость притоков скважин от расстояния до разломов. На суммарной гистограмме распределения скважин с притоками и без притоков флюида в зависимости от расстояния до разломов по глубинным срезам от 3500 м до 4300 м (Рис.2) не удается обнаружить сколь либо значимое различие в продуктивности скважин от расстояния до разломов. Для обеих групп скважин имеет место логнормальное распределение с максимумом для продуктивных скважин в интервале 50-100 м, и 100-150 м – для непродуктивных скважин. При этом количество непродуктивных скважин всегда больше или равно (интервалы 250-300 м, 450-500 м) количеству непродуктивных скважин на любом расстоянии от разломов в диапазоне от 0 до 600 м (Рис.2).

Отсутствие связи (избирательности) между продуктивными и непродуктивными скважинами от расстояния до разломов указывает на независимость нефтегазоносности фундамента от высокоамплитудных сейсмических разломов и может быть объяснено двумя причинами: 1) разломы, картируемые сейсморазведкой 3D в фундаменте, являются залеченными и не влияют на продуктивность скважин; 2) по результатам интерпретации сейсморазведки 3D в фундаменте выделяются не разломы, а внутренние неоднородности другой природы. В любом варианте выводов необходимо понять и объяснить природу этих связей (отсутствия связей), либо признать бесперспективность этого направления исследований и отказаться от поиска несуществующих связей между продуктивностью скважин и сейсмическими признаками разломов фундамента (древние, высокоамплитудные структуро-формирующие разломы ССВ простирания), в том числе за счет усложнения алгоритмов и технологий поиска (нейронные сети, кокригинг и др.). Важность этого заключения определяется тем значением, которое придается этому признаку при принятии решений о заложении скважин в фундаменте МБТ.

Задача прогнозирования ФНТК состоит в том, чтобы искать сейсмические признаки мало- и безамплитудных раскрытых разломов и зон тектонической трещиноватости новейшей генерации, связанные с вертикальными проекциями картируемых в осадочном чехле молодыми разломами ССЗ простирания, вместо того, чтобы пытаться найти способы избавления от вертикальной «полосчатости» сейсмического куба и, как следствие с вертикальным распределением зон разуплотнения на прогнозных кубах пустотности, которые плохо вяжутся с моделями крутонаклонных разломов МБТ.

Независимыми определениями по результатам количественной характеристики разломов фундамента МБТ, выделенных при интерпретации сейсмического куба, подтверждается преобладание трещинных систем ССВ 20-45° простирания (более 45%). На западном крыле структуры эта система представлена взбросами и надвигами, образованными в результате регионального сжатия в период от конца раннего олигоцена до начала миоцена. На восточном крыле разломы этого же ССВ простирания представляют собой высокоамплитудные сбросы. Очевидно, что в такой интерпретации разломы восточного крыла должны быть образованы в результате регионального растяжения.

Такая характеристика кинематики и природы разломов, прямо характеризующих их проницаемость, находится в полном противоречии с продуктивностью скважин МБТ: высокая продуктивность западного крыла и низкая продуктивность восточного крыла. Для западного крыла трудно объяснить максимальную продуктивность скважин, вскрывающих на глубинах крутонаклонные разломы, которые имеют взбросовую природу и идентифицируют условия сжатия. В то же время на восточном крыле малодебитные и непродуктивные скважины вскрывают крутонаклонные разломы, имеющие сбросовую природу и идентифицирующие условия растяжения. Все это нелогично и противоречит геологической логике и фактическим данным.

Зависимость притоков скважин от гипсометрии вскрытия кровли фундамента. На основе структурных построений по кровле фундамента и данным по приточности скважин МБТ (приведенные дебиты по скважинам) был выполнен анализ связи дебитов скважин от глубины вскрытия кровли фундамента и горизонтов осадочного чехла. Для этого были определены максимальные значения дебитов для каждой скважины за весь период эксплуатации МБТ. Анализ проводился между значениями глубин вскрытия фундамента скважиной и максимальными значениями дебитов по соответствующим скважинам. Анализ проводился для скважин всего месторождения, без разделения на блоки.

На построенном кроссплоте (Рис.3) видна обратная зависимость максимальных приведенных дебитов от глубины вскрытия кровли фундамента. То есть, чем гипсометрически выше скважина вскрывает фундамент, тем значения дебитов выше. Это доказывают отрицательные коэффициенты корреляции. Однако зависимость получилась не достаточно явной. Для улучшения качества зависимости проведено осреднение в скользящем окне значений глубин по дебитам с различной шириной скользящего окна равной 50, 100, 150 и 200 м^3/сут. Чем больше ширина окна, тем связь становится лучше, коэффициенты корреляции увеличиваются от -0,77 (шаг осреднения 50 м^3/сут) до -0,97 (шаг осреднения 200 м^3/сут). В результате осреднения получена четкая обратная зависимость между глубиной вскрытия фундамента и максимальными приведенными дебитами скважин.

Эти результаты могут свидетельствовать об ухудшении фильтрационных свойств с глубиной вскрытия фундамента. Также это можно отнести к тому, что на выпуклой части фундамента трещины более раскрыты (арочный эффект деформаций) и, следовательно, фильтрационно-емкостные свойства лучше. В любом случае, эти графики показывают, что структурный фактор не теряет своего значения для залежей в ловушках фундамента.

Аналогичные построения выполнены нами для оценки связи между приведенными дебитами скважин и глубинами вскрытия кровли фундамента, приведенными к проекции интервала опробования. В этом случае, помимо осреднения глубин вскрытия фундамента по дебитам проведено осреднение дебитов по глубине с различным шагом (25, 50, 100, 150 м). Результаты приведены на рис.4.

Полученные результаты демонстрируют не столько возможности статистического анализа по получению высоких коэффициентов корреляции, а творческое осмысление материала для получения указанных связей. Без учета осреднения для скважин с открытыми стволами и отсутствием в ряде случаев фиксированных интервалов притоков, без приведения отметок кровли вскрытия фундамента к проекции интервалов опробования для наклонных скважин, а также без увязки дискретных и фиксированных данных по глубинам, было невозможно получить значимые коэффициенты корреляции, доказывающие эти связи. Благодаря углубленному анализу удалось эти связи выявить и сформулировать как важный критерий продуктивности скважин фундамента.

Можно сформулировать некоторые практические выводы о продуктивности скважин МБТ.

1. Примеры прямой связи продуктивности скважин с зонами трещиноватости по сейсмическим атрибутам открывают перспективы их прогнозирования.
2. Отсутствие связи (избирательности) между продуктивными и непродуктивными скважинами от расстояния до разломов указывает на подчеркнутую независимость нефтегазоносности пород фундамента от положения высокоамплитудных разломов, картируемых сейсморазведкой 3D.
3. Для поверхности фундамента установлена обратная корреляционная связь между глубиной вскрытия кровли фундамента и приведенными дебитами по скважинам. Практическим следствием выполненного анализа могут быть рекомендации по использованию установленных связей для заложения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на фундамент.

Выполненные исследования фокусируют внимание на сложных вопросах ФНТК фундамента МБТ и позволяют ►

понять и наметить лишь самые общие связи. Задача дальнейших исследований состоит в детальном изучении этого сложнейшего вопроса, связанного с изучением ФНТК в четырехмерном геологическом пространстве *x y z, T* (геологическое время).

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ИЗУЧЕНИЯ ФНТК ФУНДАМЕНТА И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

1. Поиск сейсмических признаков проницаемых трещин и разломов. Работами по построению геологической модели МБТ было показано отсутствие связи между продуктивными и непродуктивными скважинами от расстояния до разломов. Наши исследования указывают на подчеркнутую независимость продуктивности отдельных скважин МБТ от положения высокоамплитудных разломов, картируемых сейсморазведкой 3D.

Дальнейшее развитие исследований по изучению ФНТК фундамента МБТ должно идти по пути поиска сейсмических признаков проявления малоамплитудных проницаемых трещинных систем, связанных с новейшей тектонической активизацией и формированием проницаемых нефтенасыщенных коллекторов. Учитывая, что сейсморазведка ограничена в решении этой задачи (правильнее говорить о том, что такая задача не ставилась и возможности ее решения до конца не определены), необходимо привлечение специальных геологических и тектонофизических методов исследований, включающих детальный палеотектонический анализ развития МБТ, детальный геометрический (морфоструктурный), кинематический и динамический (реконструкции НДС горных пород) анализ трещинных систем и другие исследования, призванные локализовать участки и зоны развития малоамплитудных проницаемых трещин и разломов для углубленного анализа и поиска признаков их проявления в сейсмическом волновом поле и атрибутах сейсмического поля.

2. Изучение НДС пород фундамента методом математического моделирования. В работах [8,9] показана связь нефтегазоносности пород фундамента и продуктивности скважин с сечением субмеридиональных (ССЗ 330-350º) проницаемых трещинных систем, формирующих анизотропию проницаемости и направления фильтрационных токов в гранитном резервуаре МБТ. Такая ориентировка проницаемых трещин связана с субмеридиональным положением оси максимального сжатия в условиях сдвигового поля напряжений завершающей фазы новейшего этапа тектонической активизации региона. Выполненные реконструкции позволили получить азимутально-векторное представление о направлении проницаемых трещинных систем и не могли быть утилизированы в гидродинамическую модель в силу невозможности представления результатов в числовом виде для включения данных о направлении фильтрационных токов в ячейки гидродинамической модели.

Дальнейшее развитие исследований по изучению ФНТК фундамента МБТ должно идти по пути детализации построений, связанных с изучением НДС пород фундамента и ориентировки осей напряжений в пределах МБТ, с целью получения объемного распределения в массиве пород осей тензора напряжений с передачей данных об относительной величине и ориентировке осей напряжений и связанных с ними скорости и вектора фильтрации пластовых флюидов в гидродинамическую модель залежи. Для решения этой задачи необходимо проведение специальных работ по математическому моделированию НДС пород. Целью моделирования является выделение зон относительного растяжения, сжатия и плоскостей скола (сдвига) в массиве фундамента и районирование полей напряжений МБТ на области растяжения (связаны с проницаемыми и высокоемкими коллекторами) и сжатия (связаны с непроницаемыми породами и неэффективной трещиноватостью).

При отсутствии данных об истинном НДС массива пород фундамента моделирование проводится для массива, находящегося под действием только собственного веса (горного давления). При этом расчеты производных горизонтальных (боковых) составляющих полного тензора напряжений (деформаций) осуществляются через величину бокового распора, пропорционального упругим параметрам горных пород (коэффициент Пуассона, модуль Юнга и др.). При наличии данных об истинном НДС пород моделирование необходимо проводить с учетом реального распределения величин горизонтальных (тектонических) напряжений, определяющих неоднородность объемного тензора деформаций и, соответственно тензора абсолютной проницаемости массива пород фундамента.

Изучение НДС пород фундамента МБТ особенно актуально сейчас, когда в результате снижения пластовых давлений в залежи происходит реальный процесс компрессионного смыкания стенок и закрытия трещин. Геометризация зон с различной величиной компрессионного смыкания трещин возможна на основе расчетов эффективного напряжения в массиве пород фундамента, что позволяет локализовать зоны с различной величиной смыкания трещин и соответственно планировать мероприятия по интенсификации добычи нефти и нагнетания воды с целью поддержания ППД. Без картины объемного распределения напряжений в массиве пород фундамента МБТ сегодня невозможно эффективное планирование и проведение ГТМ по поддержанию текущей добычи нефти. В условиях массивного строения залежи в фундаменте МБТ, тензор объемного распределения напряжений и направленной проницаемости является единственной альтернативой отсутствующей структурно-параметрической модели внутреннего строения, традиционно принятой для пластовых залежей.

3. Проницаемость разломов и трещин. Продуктивность скважин являются функцией направленной проницаемости и градиента давления вдоль фильтрующих трещин. В связи с этим при заложении скважин основной задачей, помимо обеспечения их оптимального структурного положения, является правильное проектирование дизайна наклонно-направленных и горизонтальных стволов в соотношении с проекцией плоскостей пересекаемых скважинами проницаемых разломов и систем трещин [7]. При изучении проницаемости разломов и трещин как объемных геологических тел, передаваемых в гидродинамическую модель залежи, необходимо учитывать целый ряд факторов, определяющих тензорное распределение параметра проницаемости для различных участков разломов.

Разломы могут быть избирательно проницаемы по падению в случае их наклонной плоскости. Разломы максимально проницаемы для вертикальных фрагментов и минимально проницаемы для наклонных фрагментов, причем различный азимут простирания и различный угол наклона плоскости нарушения влияет на величину раскрытости трещин и их проницаемость. В случае винтового строения плоскости разлома, характерного для кулис сдвиговых зон МБТ, даже строго вертикальные участки разломов, могут быть избирательно проницаемы на различных глубинных срезах из-за изменения простирания следов разломов в процессе их закручивания с глубиной. При отклонении простирания следов разломов на данном глубинном срезе от простирания створа плоскости нормальных напряжений $\sigma_1\sigma_2$, проницаемый разлом (трещина) также переходит в категорию непроницаемого.

Как нами установлено, в течение геологического времени одни и тех же разломы МБТ испытывают противоположные движения (реверсные) в вертикальном и горизонтальном сечениях, испытывают действие нормальных (сжимающих и растягивающих) или тангенциальных напряжений в переменном поле тектонических напряжений. Сказанное показывает всю сложность решения задач по изучению проницаемости отдельных трещин и трещинных систем в объемных и временных координатах. В этой связи следует признать, что реализуемые в современной практике технологические приемы изучения ФНТК фундамента, основанные на сейсмических методах изучения трещинных сред, как правило далеки от реальных геологических особенностей их строения.

4. Прогноз раскрытия и проницаемости трещин на основе их дифференциации по генетическим типам. Дифференциация трещинных систем на генетические типы трещин скола и отрыва определяет их относительную раскрытость и возможна на основе структурнокинематического и динамического анализа.

В соответствии с положениями теории деформаций и механики горных пород, формирование структур земной коры и сопутствующие им процессы фильтрации флюидов протекают в переменном поле тектонических напряжений, а существующая сеть трещин является ►

следствием разрядки тектонических напряжений. Трещины независимо от масштаба в пределах одних систем характеризуются сходным типом деформаций. Известно два основных типа трещин генетической природы: скалывания (сколы, сдвиги) и отрыва (трещины растяжения), образующиеся соответственно в закономерных соотношениях с осями тангенциальных (касательных) и нормальных (сжимающих или растягивающих) напряжений для различных типов НДС (сбросовое, надвиговое, сдвиговое) горных пород и имеющих различные параметры раскрытости и проницаемости для фильтрации флюидов.

Влияние типа напряженного состояния земной коры на проницаемость пород проявляется через механизм трещинообразования, заключающегося в формировании трехкомпонентной сети трещин, две из которых (сопряженная пара сколов) параллельны площадкам действия максимальных касательных напряжений τ_{max}, пересекаются с осью σ_2, симметричны оси σ_3 и образуют с ней угол скола ($\alpha \leq 45^o$). Третья система трещин растяжения (отрыва) формируется параллельно оси максимальных главных нормальных сжимающих напряжений σ_3 и ориентирована в плоскости, проходящей через оси максимальных и средних главных нормальных сжимающих напряжений ($\sigma_1\sigma_2$). При этом ориентировка и генетические типы трещин контролируются стационарным положением осей напряжений и во времени в процессе структурообразования (смены типов НДС и миграции осей напряжений) переменны. Ниже приводится обоснование этого важнейшего практического вывода.

Экспериментальные работы по испытанию материалов и теоретические исследования показали [1], что интенсивность касательных напряжений τ_i (пропорциональна октаэндрическим касательным напряжениям $\tau_i = \sqrt{2/3}\tau_{oct}$ является той особенностью напряженного состояния пород, которая определяет искажение формы напряженного тела (без изменения его объема), характеризуемое интенсивностью деформации сдвига γ_i. В свою очередь, средняя величина нормальных напряжений $\sigma_m = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3$ определяет изменение объема тела, характеризуемое средней величиной из трех главных удлинений ε_m по осям *xyz*. В общем случае интенсивность касательных напряжений τ_i и средняя величина нормальных напряжений σ_m (всестороннее давление), равная нормальному напряжению на тех же площадках, одинаково наклоненных к осям напряжений σ_m, в совокупности служат обобщенной характеристикой напряженного состояния тела.

Таким образом, в соответствии с положением осей напряжений, действующие нормальные и тангенциальные усилия воспринимаются трещинами поразному. В зависимости от азимутальной ориентировки в силовом поле сдвигового поля напряжений формирование генетических типов трещин подчинено следующей общей закономерности:

а) трещины растяжения (отрывы, сбросы) формируются вдоль площадок действия максимальных главных нормальных сжимающих напряжений σ_1 в плоскости $\sigma_1\sigma_2$;
б) трещины скола (сдвиги) формируются вдоль площадок касательных напряжений τ_{max};
в) трещины сжатия (стилолитовые швы, взбросы) формируются вдоль площадок действия минимальных главных нормальных сжимающих напряжений σ_3 в плоскости $\sigma_2\sigma_3$.

Факт отражения в образцах керна МБТ преимущественной ориентировки наклонных трещин с углами падения 70-75° [8,9], образующих с вертикальной осью угол скола $\alpha < 45°$, указывает на:

1) тектоническую природу и сколовый характер систем наклонных трещин;
2) формирование наклонных трещин в условиях действия субвертикальных (сбросовое поле) или субгоризонтальных (сдвиговое поле) максимальных нормальных сжимающих напряжений;
3) субвертикальную ориентировку трещин отрыва (угол падения ~90°) и субвертикальное положение вектора фильтрации флюидов (максимальной оси объемного тензора проницаемости).

Независимо от генезиса (палеонапряжения) и кинематики современные пространственные соотношения в силовом поле новейших (современных) напряжений определяют раскрытость и проницаемость трещин и, как следствие, ФНТК МБТ [9]. Поскольку, образование трещин отрыва связывается с площадками действия нормальных напряжений, а трещин скалывания с площадками действия касательных напряжений, первые будут раскрытыми на глубине и эффективными для миграции флюидов при формировании залежей нефти и газа и при фильтрации их при вскрытии скважинами. Таким образом, реконструкции НДС земной коры позволяют дифференцировать трещины по генетическим типам и, соответственно, по их раскрытости и проницаемости для фильтрации УВ.

С другой стороны известно, что картируемые сейсморазведкой, гравиразведкой, магниторазведкой, структурно-геоморфологическими и дистанционными методами исследований разрывные нарушения представлены структуроформирующими разломами и идентифицируют генетические типы трещин и разрывов сколовой природы. Прямой учет параметров этих нарушений для построения гидродинамической модели залежи приводит к грубым ошибкам. Они могут быть использованы без риска искажения фильтрационной модели в качестве гидродинамических экранов, но без кинематической ►

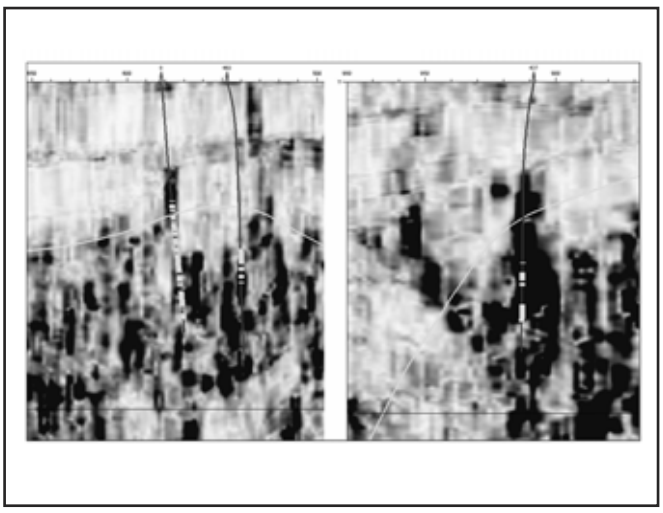


Рис.1. Месторождение Белый Тигр. Положение интервалов притока по скважинам на фоне глубинного среза куба Deep Angle (кривизна поверхности). Голубая линия – кровля фундамента, горизонтальная линия – отметка 5000 м. Дебиты нефти составляют по скважинам: №8 (880-980 м³/сут); №460 (380-440 м³/сут); №437 (650-1150 м³/сут). Хорошо видна приуроченность интервалов притока нефти (зеленый) с субвертикальными трещинными зонами (черный) в атрибутах Deep Angle.

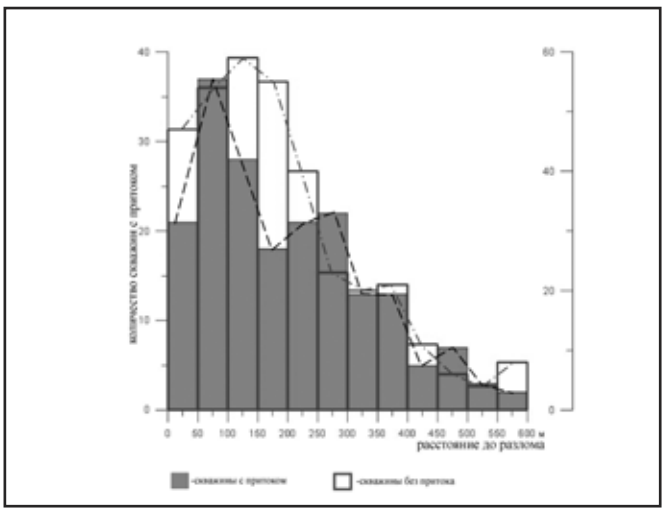


Рис.2. Месторождение Белый Тигр. Суммарная гистограмма распределения скважин с притоками и без притока флюида в зависимости от расстояния до разломов по глубинным слайсам от 3500 м до 4300 м (ЦГЭ, А.Г.Авербух, 2006). Приточные и бесприточные скважины подчиняются логнормальному распределению в зависимости от расстояния до разломов и одинаково часто встречаются на одних и тех же расстояниях от разломов, что сводит прогнозно-критериальные свойства этого признака к нулю.

идентификации их использование для прогнозирования проницаемости невозможно. Использование структурных параметров трещин без кинематического анализа (определение генетического типа) и реконструкций НДС горных пород (определение типа НДС, ориентировки осей напряжений и соотношений трещинных систем и объемного тензора проницаемости с осями тензора напряжений), даже в условиях максимально детальной информации о распределении трещиноватости в объеме изучаемого массива, не обеспечивает решение задач прогнозирования ФНТК.

Заключение. Кажущаяся очевидность декларируемого вступает в явное противоречие с практикой разработки месторождений с трещинными коллекторами. Если для месторождений с поровыми коллекторами эта очевидность не очевидна и, даже при известной фациальной неоднородности пластов, среди геологов господствует «изотропное мировоззрение», то для месторождений с трещинными коллекторами с явно выраженной анизотропией проницаемости примат «изотропного мировоззрения» можно объяснить только пренебрежением основами геологии трещинных коллекторов.

Даже на МБТ с кратным соотношением величин коэффициента анизотропии проницаемости для различных сечений, разбуривание залежи в гранитах проводилось кустами с ориентировкой наклонно-направленных стволов во всех азимутальных секторах, при этом распределение коллекторов и нефтенасыщенных объемов всегда связывалось с основными разломами северо-восточного простирания. Ни многочисленные системы разломов, картируемые сейсморазведкой 3D, ни различия в углах падения, ни различное простирание их основных систем, ни другие свидетельства резко выраженной анизотропии трещинного коллектора относительно его фильтрационных свойств, не служили основанием для регулирования системы разработки в терминах «анизотропного мировоззрения».

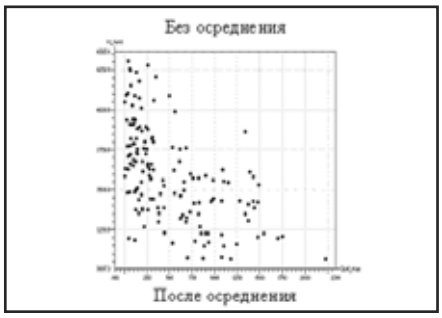


Рис. 3.

В этой связи, игнорирование законов трещинообразования и ФНТК может серьезно осложнить разработку залежей с трещинными коллекторами. В то же время учет в гидродинамической модели и в процессе разработки залежей ориентировки проницаемых трещин и законов векторной флюидодинамики способно обеспечить кратное повышение эффективности освоения и конечной выработки запасов. И, если учет ФНТК возможен на этапе проектирования разработки на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинных коллекторов, то реанимация месторождения (полная реанимация невозможна по причине необратимых процессов в пласте) требует серьезных мероприятий, связанных с перепрофилированием и изменением геометрии сеток эксплуатационных скважин, приведением ориентировки стволов скважин в соответствие с простиранием осей напряжений и направлением фильтрационных потоков, другими геолого-техническими мероприятиями. Как следствие, «технология управления трещиноватостью» должна стать рабочим инструментом разработчика, как на этапе проектирования новых, так и реанимации старых месторождений. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М., Наука, 1975, 536 с.
2. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. Под редакцией В.Б.Левянта. - М.: ЦГЭ, 2010, 250 с.
3. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.
4. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред. Под научным руководством О.Л.Кузнецова, 3 тома. М., ВНИИГеосистем, 2002.
5. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. Л.: Недра, 1974. 200 с.
6. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов на основе реконструкций напряженно-деформированного состояния земной коры по результатам интерпретации сейсморазведки 3D. – Доклады конференции к 75 летию ВНИГРИ «ТЭК России – основа процветания страны». СПб, ВНИГРИ, 2004, с.128-139.
7. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трех-мерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора (на примере месторождения Белый Тигр). – Геофизика, №3, 2008, с. 41-60.
8. Тимурзиев А.И. Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Бе-лый Тигр (Вьетнам). Экспозиция нефть-газ. 5Н (11) октябрь 2010, с.11-20.
9. Тимурзиев А.И. Реконструкции напряженно-деформированного состояния и прогноз проницаемых сечений для пород фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам). Экспозиция Нефть Газ. 6Н (12) декабрь 2010, с.6-13.

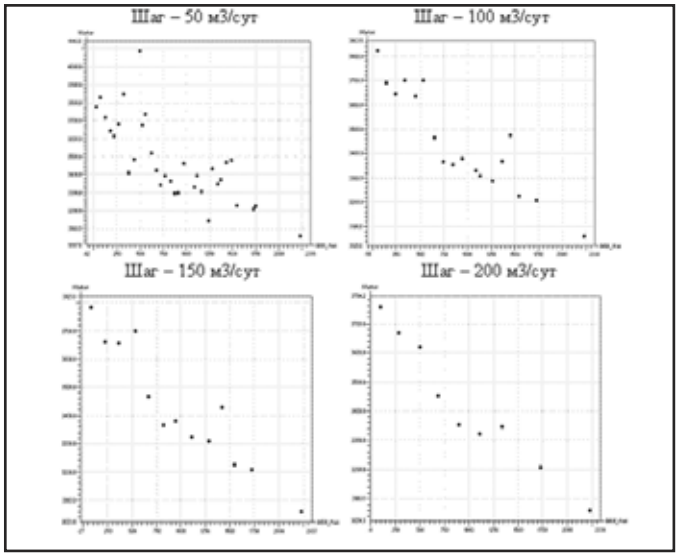


Рис. 3. Месторождение Белый Тигр. Зависимость между максимальными приведенными дебитами скважин и глубиной вскрытия кровли фундамента без осреднения и после осреднения в скользящем окне с различным шагом. Коэффициент корреляции: R^2 = -0,77 (50 м³/сут); R^2 = -0,91 (100 м³/сут); R^2 = -0,94 (150 м³/сут); R^2 = -0,97 (200 м³/сут);

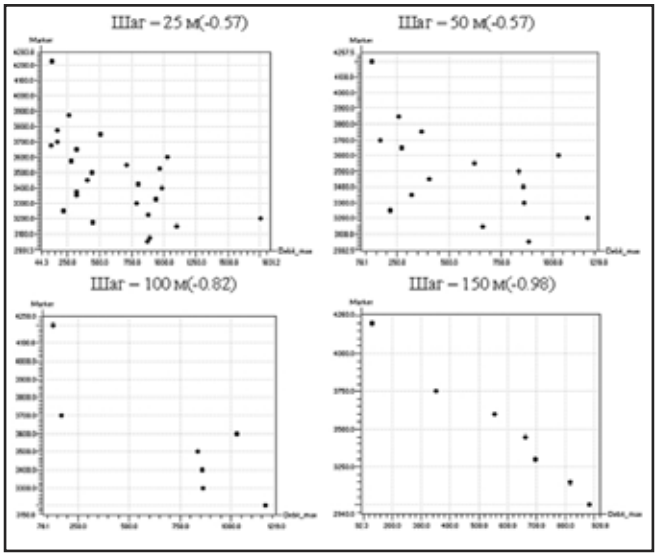


Рис. 4. Месторождение Белый Тигр. Зависимость между глубиной вскрытия кровли фундамента, приведенной к проекции интервала опробования и максимальным приведенным дебитам скважин при осреднении дебитов по глубине с различным шагом (в скобках указаны коэффициенты корреляции).

18-я международная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ

НЕФТЕХИМИЯ

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

7-9 сентября

Казань, 2011

Организатор:
ОАО "Казанская ярмарка"

При поддержке:
Президента и Правительства Республики Татарстан
Министерства промышленности и торговли Республики Татарстан
Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
Мэрии города Казани

При содействии и участии ОАО "ТАТНЕФТЬ"

www.oilexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЕРЫ
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
NGE.RU

СПОНСОР ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ
СФЕРА НЕФТЕГАЗ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ISO 9001
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

Выставочный центр "Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань, Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan@rambler.ru

ВЫСТАВКА 19-21 октября

V международная специализированная выставка

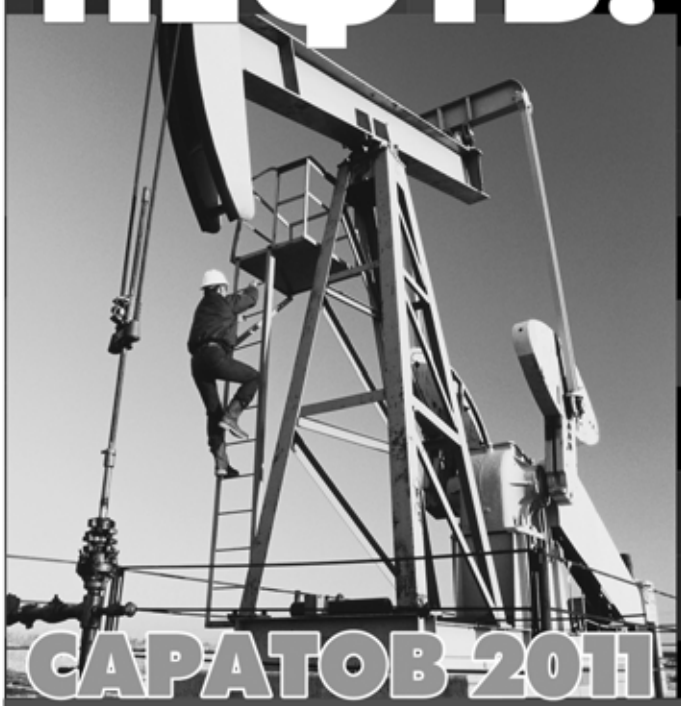
Нефтедобыча.
Нефтепереработка.
Химия

- Геология и геофизика нефтегазодобычи
- Бурение скважин. Нефтегазодобыча
- Хранение и переработка нефтегазового сырья
- Системы транспортировки нефтегазовых продуктов
- Оборудование для нефтегазового комплекса
- Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
- Промышленная безопасность и экология нефтехимического и нефтегазового комплекса

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.
25 ЛЕТ

г. Самара, ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 279-07-08, 270-34-05
oil@expo-volga.ru
www.gasoil-expo.ru

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ



НЕФТЬ ГАЗ.ХИМ

23 - 25 августа

15-я специализированная международная выставка

Официальная поддержка
Правительство Саратовской области

Союз нефтегазопромышленников РФ
Союз производителей нефтегазового оборудования
Российский Союз химиков

СВАРКА
Специализированный салон

САРАТОВ 2011

sarbc.ru
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ-ЭКСПО
ТЕЛ.: (8452) 205-470
EXPO http://expo.sofit.ru

8-10 ИЮНЯ
2011 года

12-я специализированная выставка-конгресс с международным участием в рамках
7-го Сибирского Форума недропользователей и предприятий ТЭК

НЕФТЬ. ГАЗ. ГЕОЛОГИЯ

ТЕХНОПАРК
ОАО ТОМСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ДЕЛОВОЙ ЦЕНТР

г.Томск, ул.Вершинина, 76
Тел.: (3822) 419685, 419451
Факс: (3822) 419685, 419768
E-mail: org1@t-park.ru. http://t-park.ru

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ:

2011 г.
второе полугодие

Апекс

15-16 сентября, Сургут

«ДНИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА (ДЭС) г. Новосибирск-Сургут - 2011»

Организаторы: мэрия г. Новосибирска, при поддержке администрации Сибирского Федерального Округа и ТПП города Новосибирска, ТПП города Сургута и администрации города Сургута.

21-23 сентября, г. Оренбург

Тринадцатая специализированная выставка
«ОРЕНБУРГ. НЕФТЬ И ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ. ЭНЕРГО - 2011»
«ОРЕНБУРГ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»

Поддержка: Союз промышленников и предпринимателей Оренбургской области, Администрация Оренбургской облати

5-6 октября, г. Нерюнгри

Восьмая специализированная выставка
«ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ - 2011»
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»

Поддержка: Правительство Республики Саха (Я), Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС, Администрация г. Нерюнгри, Холдинговая компания «ЯкутУголь»

13-14 октября, г. Ноябрьск

Пятая специализированная выставка
«НОЯБРЬСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО - 2011»
«НОЯБРЬСК. СТРОЙКОМПЛЕКС. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»

Поддержка: Администрация города Ноябрьска

16-17 ноября , г. Красноярск

Третья специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО - 2011»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ - 2011»
«ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2011»

Поддержка: СО РАН РФ, Администрация Красноярского края

ноябрь, г. Северодвинск

Первая специализированная выставка
«СУДОСТРОЕНИЕ - 2011»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГЕТИКА. ЖКХ - 2011»

Поддержка: Администрация города Северодвинска

17-18 ноября, г. Ухта

Седьмая специализированная выставка
«УХТА. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО - 2011»
«УХТА. СТРОТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»

Поддержка: Министрерство промышленности и энергетики Республбики Коми, Министрерство архитектуры, строительства и комунального хозяйства Республики Коми

23-25 ноября, г. Салехард

Первая специализированная выставка
«НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГЕТИКА ЯМАЛА - 2011»
«СТРОЙКОМПЛЕКС СЕВЕРА. ЖХК. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»

Поддержка: Администрация города Салехард

Если Вас заинтересовало наше предложение Вы можете связаться с нами:
Телефон/факс: (383) 330-42-30, 330-76-16
e-mail: apeks@nov.net, apex-expo@list.ru
Адрес: Россия, 630090, Новосибирск, ул. Ильича, 10, к. 211, 219

С более подробной информацией вы можете познакомиться на нашем сайте:
http://www.apex-expo.net

Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"

окружной выставочный центр

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

28-30 СЕНТЯБРЯ

XVI СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

СУРГУТНЕФТЕГАЗ 2011

INTERNATIONAL UNION OF EXHIBITIONS & FAIRS

(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32,
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

SIPPE
上海國際石油展

第六届上海国际石油石化天然气技术装备展览会

Shanghai 6th International Petroleum Petrochemical Natural Gas Technology Equipment Exhibition

2011年9月21–23日

21st– 23rd September 2011

世博主题馆　璀璨上演　点亮主题

Shanghai World Expo Theme Pavilion，Illuminated the Stage，Lit the Theme

石油装备·海洋工程·管道储运
自动化仪表·工业防爆

Petroleum Equipment. Offshore Oil. Oil Pipeline Storage and Transportation
Automated Instrumentation. Explosion Prevention

800 家国内外参展商 Domestic/overseas exhibitors　**500** 家VIP采购商 VIP purchasing personnels　**25000** 名专业观众 Professional audiences　**40000** 平方米展出面积 m^2 Exhibition space

批准单位	**Approved by**
上海市人民政府商务委员会	Shanghai Municipal Commission of Commerce
主办单位	**Hosted by**
中国石油学会	Chinese Petroleum Society
上海市石油学会	Shanghai Petroleum Society
中国国际贸易促进委员会上海浦东分会	China Council for the Promotion of International Trade (CCPIT) Pudong Sub–Council
上海浦东国际展览公司	Pudong International Exhibition Corporation
支持单位	**Supported by**
中国石油天然气集团公司	China Petrochemical Corporation
中国石油化工集团公司	China National Offshore Oil Corporation
中国海洋石油总公司	China National Petroleum Corporation
承办单位	**Organizer**
上海艾展展览服务有限公司	Shanghai Ai Expo Exhibition Service Co., Ltd.

官方网站：www sippe org cn　咨询热线:+86–21–36411820

Contact: Tommy　E–mail: tommy.wang@sippe.org.cn

Международные выставки-конференции в Татарстане
Проводится при поддержке Президента Республики Татарстан

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ПОД ПАТРОНАЖЕМ:
TATNEFT TANECO НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

г. Альметьевск 12-14 октября 2011
Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология.

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР ВЫСТАВКИ:
TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ runeft.ru Neftegaz.RU

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:
EXPO elec.ru НЕФТЕГАЗКАПИТАЛ НефтеРынок
НЕГУС ЭКСПО ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ ПРАЙС CELEC.RU ТехНАДЗОР NEFTEGAZ

ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:
Выставочная Компания «Новое Тысячелетие» 423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 38-17-25, 72-82-93
e-mail: new-m@mail.ru www.nt-expo.ru

RUSSIA

23.–26.05.2011 МОСКВА
4-я международная специализированная выставка
СВАРКА. РЕЗКА. НАПЛАВКА.
www.sus-me.ru

DVS NAKS Messe Düsseldorf Moscow MESSE ESSEN Place of Events

Присоединяйтесь.
В Москве.

RUSSIA ESSEN WELDING & CUTTING 2011: ДОБРО ПОЖАЛОВАТЬ В МИР СВАРКИ!
4-я международная специализированная выставка сварочных технологий СВАРКА, РЕЗКА, НАПЛАВКА 2011 состоится с 23 по 26 мая 2011 года в Москве, ЦВК «Экспоцентр» на Красной Пресне и пройдет параллельно с выставками: Проволока России, Трубы России, Металлургия-Литмаш, Алюминий-Цветмет и Металлообработка. Организаторы: Мессе Эссен ГмбХ и Мессе Дюссельдорф Москва при поддержке постоянных деловых партнеров Немецкого Союза Сварщиков (DVS) и Национального Агентства Контроля и Сварки (НАКС).

МОСКОВСКОЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО МЕССЕ ЭСЕН ГМБХ:
Тел. +7 499 259 17 23, Kiseleva0@messedi.ru, www.sus-me.ru

7 - 10 июня

2011

Баку, Азербайджан

www.caspianoilgas.ru

ufi Approved Event

18-я Азербайджанская международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

CASPIAN OIL & GAS

Официальная поддержка

Министерство промышленности и энергетики Азербайджанской Республики

Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики

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

17 - 19 мая

2011

Узбекистан, Ташкент

ufi Approved Event

15-я Узбекистанская международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.ogu-expo.ru

OGU

Организаторы

ITE

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

Официальная поддержка

UZBEKNEFTEGAZ

MIOGE

21-24 ИЮНЯ 2011

11-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

ufi Approved Event

НЕФТЬ И ГАЗ

www.mioge.ru

www.mioge.com

RPGC

21-23 ИЮНЯ 2011

9-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE

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

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

XV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

31 МАЯ - 3 ИЮНЯ

Санкт-Петербург **2011**

При поддержке:

Организатор выставки:

FarEXPO

тел: +7 (812) 777-04-07
st@orticon.com
www.farexpo.ru

Соорганизаторы:

ГАЗПРОМ

ГАЗПРОМ РЕГИОНГАЗ

ГАЗПРОМ ЭКСПО

Генеральный информационный партнер:

издательство ГАЗОИЛ ПРЕСС

Место проведения:

Выставочный комплекс ЛенЭкспо

Санкт-Петербург, Большой пр. В.О., 103

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ 2011

24-27 мая

XIX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2011

г. УФА

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:

ДВОРЕЦ СПОРТА

ул. Р.Зорге, 41

Торгово-промышленная палата Республики Башкортостан

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГКОМИТЕТ:

ООО "Башкирская выставочная компания"

Тел./факс: (347) 253 09 88, 253 38 00

www.gntexpo.ru, gasoil@bvkexpo.ru

Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

ЭЛЕКТРОТЕЛЕЖКИ

НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ

Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

Электротележки с неподвижной платформой типа ЭК

Мы являемся представительством ОАО «СЭГЗ»

РОСТПРОМ

Москва: т. (495) 940-76-93
Санкт-Петербург: т. (812) 313-21-69
e-mail: moscow@rostprom.com
Сайт: www.rostprom.com

ПРОИЗВОДСТВО:

- Аварийные осветительные установки световая башня и световой шар, зарегистрированный товарный знак «СВЕБАШ»
- Светодиодная система освещения (ССО) является заменой светильников с использованием в настоящее время натриевых и металлогалогенных прожекторов
- Мобильная световая система (МСС-16) представляет возможность работать в автономном режиме 17 часов

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

454092, г.Челябинск, ул.Елькина, д.80-А
тел./факс (351)260-28-76, 260-28-79
e-mail: ets@energots.com
www.energots.com www.energotservice.ru