ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

1/N (07) ФЕВРАЛЬ 2010

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Выставка проводится при поддержке
Аппарата Президента Татарстана,
Министерства промышленности РТ,
Торгово-промышленной палаты РФ и РТ,
Академии наук РТ,
ОАО «Татнефть»

ТАТАРСТАН, г. Нижнекамск

VII международная специализированная выставка

19-21 мая 2010

Нефтехимия. Нефтепереработка. Энергетика. Экология. Смазочные материалы

Генеральные информационные партнеры:

runeft.ru, EXPONET, Neftegaz.RU, ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ, ЭПР, НЕГУС ЭКСПО, SFERA NEFTEGAZ, МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Информационная поддержка:

www.oil-gas.ru, ХНГМ, НефтеРынок, M&TC consulting ltd., EXPO Promoter, elec.ru, НЕФТЬ КАПИТАЛ, Нефтегазовое оборудование, ПРАЙС УНИВЕРСАЛ, CELEC .RU, Интернет-проект Русский Кабель, МИР НЕФТЕПРОДУКТОВ, Бурение и Нефть

Организаторы выставки:
Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 72-82-93, 38-17-25
e-mail: New-m@mail.ru
Подробная информация на сайте: www.nt-expo.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 1/Н (07) февраль 2010г.

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.

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

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 01-10/11-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
15.02.2010

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.Г. СМИРНОВ, Ю.Е. ШАШКОВА
ВСМПО-АВИСМА – престижный адрес в титановом мире Проекты, технологии и оборудование для освоения месторождений нефти и газа на шельфе 4

Н. БУЙНОВ
«Мы откроем еще несколько месторождений» 8

Е.М. МЕДВЕДЕВ
Методы лазерной локации и цифровой аэрофотосъемки при выполнении инженерных изысканий 10

В.Н. ИВАНОВ, Б.М. НИКИТИН, С.И. БРЫКОВ
Высокоэффективные плазменные технологии для нефтяной и газовой промышленности 13

Л.А. ГАЙДУКОВ, Н.Н. МИХАЙЛОВ
Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах 19

А.Ф. КЕМАЛОВ, Р.А. КЕМАЛОВ, Н.Р. МУЛЛАХМЕТОВ
Структурно-динамический анализ импульсной ЯМР-спектроскопией в исследовании остаточных нефтяных систем различной природы 25

«Олимп и К»
WIWA-техника горячего распыления для защиты трубопроводов 30

«ЭЛЕКТРОЗАВОД»
Инновационный прорыв 32

Д. ХВОСТОВ
Почему не кабель по ГОСТ 1508-78? 35

В.И. МАЛЫХИН, Р.Ш. ТАХАУТДИНОВ, М.Р. ЯКУБОВ
Совершенствование методов и технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи пластов для малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью 36

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.

ВСМПО-АВИСМА – ПРЕСТИЖНЫЙ АДРЕС В ТИТАНОВОМ МИРЕ

ПРОЕКТЫ, ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ

В.Г. СМИРНОВ, Ю.Е. ШАШКОВА | ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» | **г. Верхняя Салда**

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» – крупнейший в мире и единственный в России интегрированный производитель титановой продукции.

В настоящее время Россия в лице «Корпорации ВСМПО-АВИСМА» занимает четверть мирового рынка титана – это самая большая цифра, характеризующая долю страны в международном бизнесе. Эта доля не сырьевая, это – высокотехнологичные изделия глубокой переработки, начиная от эксклюзивного химического состава слитка и заканчивая уникальным сочетанием прочностных качеств и геометрии конечного изделия. На предприятии освоен выпуск продукции из 33 сплавов на базе титана, созданы целевые сплавы под заданные рабочие характеристики детали. Все эти наработки используются в высокотехнологичных отраслях: авиастроении, судостроении, атомной энергетике, химической и нефтехимической промышленности, в нефтегазодобывающем комплексе.

Основным потребителем российских титановых полуфабрикатов остается зарубежное авиа- и двигателестроение, но есть тенденция на увеличение спроса со стороны российских предприятий, как со стороны авиастроителей, так и со стороны предприятий других отраслей промышленности. Сегодня перспективными отраслями промышленности, где применение титана целесообразно, являются атомная энергетика, нефтегазодобывающий комплекс, цветная металлургия.

Следует отметить, как одно из позитивных направлений, – это применение титана на строящихся объектах российской атомной энергетики. Применение титана в качестве конструкционного материала для изготовления конденсаторов паровых турбин, теплообменного оборудования обеспечивает гарантированный ресурс оборудования на период до 60 лет, что сопоставимо с закладываемым ресурсом работы ядерного реактора. Подобное оборудование поставлено на Ростовскую АЭС, Белоярскую АЭС, запланировано на строящиеся блоки Нововоронежской и Ленинградской АЭС, поставщиком тонкостенных сварных труб для этих объектов является ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА».

Конструкции из титановых сплавов нашли широкое применение в установках для опреснения морской воды, в сооружении морских платформ для разведки месторождений, добычи нефти и природного газа на шельфе. Применение титана в этой области будет расти вследствие тенденции перемещения промысла на более глубокие участки морского шельфа.

ТИТАН ВСМПО-АВИСМА для объектов нефтедобычи

Освоение морского шельфа, несмотря на более жесткие природные условия, сложную ледовую обстановку, представляет особый интерес для развития экономики. Процесс освоения российскими нефтяниками нефтедобычи на морских шельфах стал закономерным фактом, сегодня это подтверждают работы по Каспийскому шельфу, интенсификация работ по проектам «Сахалин–1», «Сахалин–4,5». Отдельно стоит переоснащение плавучей буровой станции для месторождения «Приразломная»

Термин «морское применение титана» – это применение титана в качестве материала для гражданских и военных надводных и подводных кораблей, а также в других конструкциях (опреснительные установки, плавучие электростанции), когда основным требованием к материалу является его устойчивость к воздействию морской воды. Морские конструкции могут быть разделены на три категории: корпусные, механические и энергетические конструкции. Титан в той или иной степени может быть использован во всех указанных категориях конструкций.

Комплекс инженерных сооружений для разработки шельфовых нефтегазовых месторождений включает автономные стационарные или плавающие установки (платформы) массой до 300 тыс. т, скважинное оборудование, придонное оборудование массой до 1500…2000т, кабельные системы дистанционного управления скважинами, гибкие трубопроводы с системами подвески и уравновешивания, транспортные подводные трубопроводы большого сечения, суда для укладки трубопроводов, нефтеналивные суда, береговое оборудование и другие виды оборудования.

Применение титановых сплавов перспективно для следующих систем и оборудования для освоения нефтегазовых месторождений на шельфе:

- глубоководные бурильные райзеры;
- обсадные трубы;
- добывающие райзеры;
- насосы и системы забортной, питьевой, буровой и попутной воды;
- трубопроводы циркуляционной системы технологических растворов;
- сепараторы жидкостные, теплообменное оборудование различного назначения;
- сосуды высокого давления;
- высокопрочные гибкие растяжки для фиксации платформы.

Впервые титановый теплообменник в схеме очистки нефти был введен в эксплуатацию в 1969 г. в США. Первый титановый буровой райзер был установлен на морской промысловой платформе «Хейдрун» (Heidrun), в дальнейшем титан нашел широкое применение на нефтяных буровых платформах, используемых норвежскими и американскими фирмами. Примеры практического применения титана приведены в табл. 1.

Россия имеет небольшой опыт по использованию титана при добыче нефти и газа на шельфе, поскольку предпринимает только предварительные действия по началу активной разработки запасов углеводородного сырья на арктическом, дальневосточном и северо-каспийском шельфе.

При разработке месторождения в Обской губе на добывающем судне применяется подогреватель флюида с трубным пучком, выполненным из титана марки ВТ1-0 на производственных мощностях ВСМПО по документации ОАО «ТАТНИИНЕФТЕМАШ». Необходимость использования титана на этом объекте продиктована выбором коррозионностойкого материала (титан отличается высокой коррозионной стойкостью к микробиологической коррозии, а именно к сульфидным бактериям, которые особенно активны в нефтепродуктах с высоким содержанием серы).

Для проекта морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломное» доля титана как конструкционного материала уже значительно возросла. Корпорация поставила под проект около 180 т титана, из них около 120т – это оборудование и элементы трубопроводов.

По мере создания все более глубоководных систем морской нефтедобычи резко возросла необходимость применения титановых сплавов для изготовления подводного оборудования. Так, большинство компаний предсказывает достижение к 2010 г. уровня глубин до 2,5 км. При этом значение применения ►

Применение	Компания	Проект	Марка сплава
Соединения, подвергающиеся давлению	Placid Oil	Green Canyon	23 (Ti-6Al-4VELI)
То же	Ensearch	Garden Banks	23
– « –	Oryx Energy	Neptune	23
Огневодные системы	Norsk Hydro	Troll B (Oil), Brage, Visund	Gr2 (Commercially Pure) (300 tons)
То же	Elf Petroleum	Froy TCP	Gr2
– « –	Statoil	Sleipnir West	Gr2
– « –	Statoil	Norne	Gr2
Морские подъемные трубы	Statoil	Sleipnir Veslefrikk	Gr2
Системы водного балласта	Mobil	Statfjord A/B	Gr2
То же	–	Hiberia	Gr2
Пробивные втулки	Statoil	Sleipnir West	Gr2
То же	Norsk Hydro	Oseberg	Gr2
– « –	Mobil	Statfjord A/B	Gr2
Трубопровод в пресных водах	Elf Petroleum	Frigg	Gr2
То же	Esso	Jofun	Gr2
– « –	Norsk Hydro	Njord, Visund	Gr2 (110 tons)
Seawater systems, fire, ballast and produced water Pipework	Statoil	Asgard B	Gr2 (300 tons)
Гравитационная система	Statoil	Troll A (Gas)	Gr2 (500 tons)
Бурильный стояк	Statoil (Conoco)	Heidrun	23
Усилительные линии	Statoil (Conoco)	Heidrun	Gr9 (Ti-3Al-2.5V)
Анкерная система трубопроводов	Statoil (Conoco)	Heidrun	Gr2

Табл. 1 Отдельные примеры практического применения титана в морском нефте- и газопромысле

Материал	Нижний предел текучести при растяжении, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Модуль упругости, ГПа	Коэффициент линейного расширения $x10^6$, 1/°С	Коэффициент теплопроводности, Вт/(м•°С)	Плотность $x10^{-3}$, кг/м^3
Вт 1-0	310	380	103	8,2	19,3	4,5
08Х18Н10Т	210	520	196	16,1	15	7,9
Ст 20	220	410	212	12,3	51	7,85
Л68	89,5	290-340	–	19,7	116	–
Л070-1	98	294-343	–	19,7	117	8,54
Л63	108	290-370	–	20,0	108	8,4

Табл. 2 Механические свойства титана, коррозионно-стойкой стали, медьсодержащих сплавов.

Материал	Критическая скорость струевой коррозии, м/с	Потеря массы образцов при скорости 8,9 м/с, мг/см^2	Коррозионная стойкость по отношению к титану, %
Титан (Gr2)	До 8,2	0,022	100
Сплав 70Cu30Ni0.5Fe	5,5	30,7	0,07
Сплав 70С30Ni (монель)	4,3	9,5	0,23
Сталь 18-8	-	1,92	1,13

Табл. 3 Результаты испытаний титана и коррозионно-стойких сплавов в морской воде в условиях струевой коррозии.

Вид коррозии	Медные сплавы	Сталь 316	Нержавеющая сталь 6Mo и дуплекс	Титановые сплавы
Общая	Стойкие/ нестойкие	Стойкая	Стойкая	Стойкие
Щелевая	Нестойкие	Нестойкая	Нестойкая (выше 250°С)	Стойкие (до 800°С)
Питтинговая	То же	То же	Стойкие	Иммунные
Коррозионная усталость	– « –	– « –	То же	иммунные
Микробиологическая	– « –	– « –	– « –	иммунные
Коррозия сварного шва	– « –	– « –	– « –	иммунные
Эрозия-коррозия	– « –	Стойкая	Стойкая	Весьма стойкие

Табл. 4 Коррозионная стойкость конструкционных материалов

титана возрастает по трем основным причинам:

- ряд элементов подводного оборудования требует использования сплавов с высокой удельной прочностью и малым модулем упругости;
- на платформе требуется экономить массу оборудования. По данным компании Shell Oil снижение массы подводного оборудования на 1 т позволяет уменьшить массу опорного оборудования на 3 т, что равнозначно экономии около 150 тыс. долларов. Каждый лишний фунт оборудования на палубе платформы или добывающего судна обходится в 6,5 долларов;
- титан и его сплавы обладает высокой надежностью, в том числе и высокой коррозионной стойкостью в морской воде и в рабочих средах при нефтедобыче.

В химическом машиностроении, как отечественном, так и зарубежном, наибольшее распространение получил технически чистый титан, обладающий высокой коррозионной стойкостью [1–3].

Отметим только несколько моментов из уникального комплекса физико-механических свойств титана и преимущества, вытекающие из этих свойств, в сравнении с традиционными конструкционными материалами (табл.2).

Условия эксплуатации нефтепромыслового оборудования во многом аналогичны условиям эксплуатации изделий судового машиностроения, однако имеются и довольно существенные отличия:

- более высокая степень минерализации пластовой воды;
- наличие в рабочих средах сероводорода и углекислого газа;
- наличие аэробных и анаэробных (особенно сульфидообразующих) составляющих в продуктах добычи и окружающей среде;
- повышенные температуры рабочих сред;
- пониженные температуры атмосферы – до –40…–50 °С;
- возможность солевых и парафинооо-образных отложений на поверхностях;
- высокое давление рабочих сред;
- наличие абразивных компонентов в транспортируемых продуктах.

Разумная техническая политика должна предусматривать применение на судах высокоресурсных материалов и оборудования, особенно для систем морской воды, обеспечивающих безремонтный срок службы, равный сроку службы судна (25…30 лет при наработке 100 тыс. ч и более). Для плавучих морских установок требуемый ресурс безремонтной работы составляет 40…45 лет.

Экспертные оценки коэффициента интенсивности эксплуатации и наработки различных систем забортной воды судов и объектов морской техники в течение срока службы 25 лет свидетельствуют, что для основных систем охлаждения судов, плавбаз, плавучих электростанций и буровых установок требуемая наработка значительно превышает принятую норму 100 тыс. ч. ►

Сплав	Форма образца	Внешний вид образца после испытаний	Скорость коррозии	
			г/(м²•ч)	мм/год
Титан Вт1-0	Лист	Коррозионных повреждений не обнаружено	–	–
02Х17Н11М2 (316L)	Сегмент трубы без сварного шва	Кристаллографический питтинг; сросшиеся питтинги образуют конусы	5,05	5,67
02Х17Н11М2 (316L)	Сегмент трубы со сварным швом	Ножевая коррозия в области сварного шва	8,05	9,04
02Х22Н5АМ3 (SAF 2205)	Сегмент трубы без сварного шва	Коррозионных повреждений не обнаружено	0,002	0,002
02Х22Н5АМ3 (SAF 2205)	Сегмент трубы со сварным швом	Участки питтинговой коррозии в области сварного шва с наружной стороны трубы	3,39	3,81

Табл. 5 Результаты испытания различных материалов на питтинговую коррозию в 10% растворе $FeCl_3x10H_2O$ при 300 °С в течение 24 ч (по ГОСТ 99102)

Мировой опыт эксплуатации оборудования систем морской воды, изготовленных из углеродистой стали и медных сплавов, показывает, что срок их службы практически полностью, особенно в условиях низких гидростатических давлений, определяется коррозионной стойкостью этих материалов в реальных конструкциях труб и оборудования, которые вследствие резко переменной формы и размеров сечения проточной части формируют турбулентное отрывное течение с высокими местными скоростями воды, вызывающими вследствие низкой поляризуемости указанных материалов наиболее опасный вид коррозии – струевую. Титан в условиях струевой коррозии оказался абсолютно устойчивым. Скорость коррозии медьсодержащих сплавов под воздействием морской воды увеличилась в 10 раз. (табл. 3). Допустимая скорость морской воды в системах из титановых сплавов достигает 30 м/с – это позволяет безопасно повысить скорость потока в системах, уменьшить диаметры трубопроводов, радиусы изгиба труб.

Титан характеризуется исключительно высокой коррозионной стойкостью практически ко всем видам коррозии даже в сильно загрязненной морской воде при достаточно высоких температурах в отличие от других конструкционных материалов. Титан стоек к щелевой коррозии в морской воде при температурах до 800 °С, в то время как для некоторых нержавеющей сталей пределом является 100 °С. Характеристики по коррозионной стойкости материалов в чистой и в загрязненной морской воде приведены в табл. 4.

Для коррозионно-стойких сталей всех видов постоянной проблемой является питтинг, особенно в присутствии хлоридов (табл. 5). Титановые сплавы имеют широкий диапазон высокого коррозионного сопротивления питтинговой и щелевой коррозии.

Для нефтегазодобывающих систем континентального шельфа особо стоит отметить уникальную стойкость титана к разрушению в среде сероводорода, который в той или иной концентрации всегда присутствует в смеси нефтегазовых продуктов, получаемых из пласта.

Выбор с самого начала титана в сочетании с рациональным проектированием, изготовлением, монтажом и эксплуатацией служит предпосылкой для безопасной и надежной работы оборудования. Это касается как судов, так и морских платформ с плановыми сроками службы до 70 лет. В условиях моря стоимость замены того или иного компонента в несколько раз выше, чем на суше. Кроме того, простои морской платформы в связи с авариями приносят огромные убытки, которые несопоставимы с кажущейся экономией при применении менее дорогостоящих материалов.

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» имеет полный металлургический цикл от исходного сырья (титановая губка) до металлургических полуфабрикатов (слитки, биллеты, плиты, листы, штамповки, прутки, трубы) и готовых изделий.

Титановые трубы ВСМПО-АВИСМА

При строительстве буровых платформ наибольшая доля титана задействована для организации трубопроводных систем различного назначения. Корпорация может полностью обеспечить весь сортамент труб, необходимый для этих целей. Трубное производство ВСМПО оснащенно комплексом оборудования, (гидравлические прессы усилием 20 000, 12 500, 3 500 т для производства труб из алюминиевых сплавов, гидравлические прессы усилием 3 150 и 660 т для производства труб и трубных заготовок, стан поперечно-винтовой прокатки ПВП 40-80 для производства горячекатаных труб, станы холодной прокатки труб ХПТ и ХПТР, волочильный стан, трубосварочные станы). Трубное производство оснащено современными средствами ультразвукового контроля, токовихревого контроля, гидро- и пневматическими испытательными стендами.

Корпорация производит следующие виды трубного проката:

- катаные трубы из всех отечественных и зарубежных сплавов титана диаметром 6…160 мм;
- прямошовные сварные трубы из титана марки ВТ1-0 диаметром 159…102-0мм толщиной стенки 3…14 мм;
- тонкостенные сварные трубы диаметром 15,9…40 мм толщиной стенки 0,4…1,25 мм, предназначенные для теплообменного оборудования опреснительных установок и конденсаторов энергетических установок.

Повышение требований к пруткам, профилям и трубной продукции потребовало создания системы работы под «заказ». Система регламентирует химический состав и размер слитков, назначает технологию переработки слитков в промежуточную заготовку и готовые полуфабрикаты, что обеспечивает заданные макро- и микроструктуру, уровень механических и эксплуатационных характеристик трубопрофильной продукции.

Для производства горячекатаных труб и трубных заготовок большого диаметра разработаны способы получения заготовки, включающие регламентированную ковку и последующую горячую прокатку на стане с пилигримовой установкой.

Получение промежуточных заготовок прессованием вместо ковки с одной стороны снизило трудоемкость и количество нагревов, а с другой, обеспечило получение регламентированной мелкозернистой структуры.

Одной из задач по созданию конкурентоспособной трубной продукции являлась разработка и освоение технологии производства высококачественных трубных заготовок (TREX) из сплавов титана. Новые технологии, разработанные в ходе освоения изготовления TREX, позволили создать производство холоднокатаных труб для высоконагруженных систем и послужили основой для разработки новых технических условий для судостроения и атомной энергетики, которые характеризуются более высокими требованиями по точности размеров и качеству поверхности. Сегодня производятся трубы повышенного качества из сплавов ПТ1М и ПТ7М с допусками по толщине стенки ±8,0….10,0 % (вместо ранее выпускавшихся с допусками ±10,0…15,0% для силовых атомных установок).

Имея уникальный комплекс по производству и обработке титановых сплавов, ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» предлагает к поставке не только трубы из сплавов титана для геологоразведки и нефтегазодобычи на суше и на морском шельфе, но и целый спектр оборудования и элементов трубопроводов.

До недавнего времени основными законодателями в разработке и строительстве морских платформ были норвежские фирмы. В настоящее время российские нефтедобывающие компании приступают к реализации проектов освоения континентальных шельфов, работа по этим проектам (проектирование и строительство) осуществляется в России, поэтому остро встает вопрос о наличии нормативной базы. С целью продвижения российских сплавов типа Вт1-0, От4-0 в российские проекты шельфовой добычи специалистами ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» разработаны и согласованы с Ростехнадзором технические условия на трубы большого диаметра и элементы трубопроводов (см. Приложение). Считаем, что данная ►

информация полезна и для зарубежных инжиниринговых фирм, которые сегодня активно привлекаются для участия в российских проектах, так как мы предлагаем продукт, который соответствует требованиям российских надзорных органов.

Выпуск изделий (рис. 1) производится по техническим условиям, разработанными специалистами предприятия и согласованными с Федеральным Управлением по экологическому, технологическому и атомному контролю, а также одобренными ФГУП «РУБИН», ФГУП «СЕВМАШ».

Также для проекта МЛСП «Приразломная» были изготовлены корпусы фильтров для станции тонкой очистки воды (рис. 2) по конструкторской документации ОАО «ЦНИИСУДМАШ».

Наше предприятие готово предложить свои научные и производственные достижения, а также с удовольствием будет участвовать в решении задач, возникающих при развитии нефтедобычи на континентальном шельфе.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ НА ИЗДЕЛИЯ ИЗ ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ:

1. ТУ 3619-559-07510017-2003 «Детали трубопроводов титановые приварные. Отводы секционные»,
2. ТУ 3619-561-07510017-2003 «Детали трубопроводов титановые приварные. Отводы гнутые»,
3. ТУ 3619-560-07510017-2003 «Детали трубопроводов титановые приварные. Отводы штампосварные»,
4. ТУ 3619-551-07510017-2003 «Детали трубопроводов титановые приварные. Тройники»,
5. ТУ 3619-552-07510017-2003 «Детали трубопроводов титановые приварные. Переходы сварные»,
6. ТУ3619-554-07510017-2003 «Детали трубопроводов титановые приварные. Тройники штампосварные»,
7. ТУ3619-553-07510017-2003 «Детали трубопроводов титановые приварные. Переходы штампованные»,
8. ТУ 3619-605-07510017-2005 «Заглушки фланцевые из титана и титановых сплавов»,
9. ТУ 3619-583-07510017-2004 «Фланцы трубопроводов приварные встык из титана»,
10. ТУ 3619-577-07510017-2004 «Фланцы трубопроводов плоские из титана и титановых сплавов»,
11. ТУ 1825-544-07510017-2004 «Трубы сварные прямошовные из титановых сплавов для технологических трубопроводов»,
12. ТУ 3612-622-07510017-2007 «Сосуды и аппараты теплообменные из титана и титановых сплавов»,
13. ТУ 3611-620-07510017-2007 «Аппараты колонные сварные из титана и титановых сплавов»,
14. ТУ 3615-619-07510017-2007 «Сосуды и аппараты емкостные из титана и титановых сплавов».

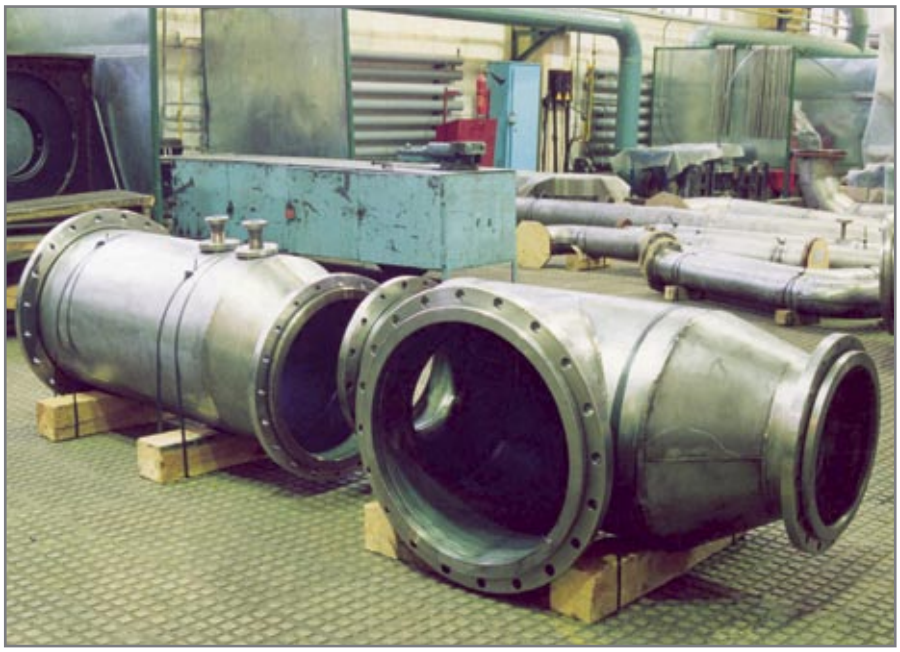


Рис. 1 Изделия из титановых сплавов

Рис. 2 Корпуса фильтров станции тонкой очистки для МПСП «Приразломная»

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Грегори Дж. К Титановые сплавы для техники освоения Мирового океана // Металл. 1990. Вып. 6.
2. Титан для морского нефте- и газопромысла. Справочник для конструкторов и потребителей. Группа информации по титану (TIG), август 1999.
3. Горынин И.В., Ушков С.С., Михайлов В.И. Титан – ключ к океанским глубинам// 9-я Всемирная конф. по титану. 2007.
4. Ушков С.С., Кудрявцев, А.С., Кириллин Э.Ф., Карасев Э.А. Технико-экономические аспекты применения титановых сплавов в судовых системах морской воды // Вопросы материаловедения. 1999. №3(20).
5. Тетюхин В.В., Левин И.В., Смирнов В.Г. Трубное производство ОАО «ВСМПО», достижения и перспективы развития. Сборник научных трудов «Достижения в теории и практике трубного производства», Ек-бург, ГОУ ВПО «УГТУ-УПИ», 2004 г.
6. Горынин И.В., Ушков С.С., Хатунцев А.Н., Лошакова Н.И. Титановые сплавы для морской техники. СПб.: Политехника, 2007. ■

КОРПОРАЦИЯ ВСМПО АВИСМА

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»
Россия 624760 Свердловская обл.,
г. Верхняя Салда, ул. Парковая, 1
т/ф: (34345) 21795
e-mail: shashkova@vsmpo.ru

Николай БУЙНОВ:
«Мы откроем еще несколько месторождений»

Президент JOGMEC Хиробуми Кавано и Николай БУЙНОВ на Северо-Могдинском участке.

Иркутская нефтяная компания – один из потенциальных поставщиков нефти в ВСТО. Об успехах компании рассказывает председатель совета директоров ИНК Николай БУЙНОВ.

- Николай Михайлович, каким был 2009 год для вашей компании?

- 2009 год был ознаменован несколькими приятными событиями. В октябре 2009 года «Транснефть» выдала новые техусловия – на подключение к ВСТО, которые позволят вдвое сократить длину проводящего трубопровода. Мы долго «пробивали» подключение к ВСТО, в той точке, которая была удобнее нам – в районе нефтеперекачивающей станции (НПС) N7, а не там, где изначально нам предложила «Транснефть» (в районе НПС N8).

По результатам геологоразведочных работ в 2009 году мы можем смело сказать, что компания откроет еще несколько месторождений в Иркутской области. Общий объем затрат на геологоразведочные работы в течение 2009-2012 годов составит 4,5 млрд рублей.

- Когда вы приступите к строительству проводящего нефтепровода до ВСТО?

- В конце декабря прошлого года проект строительства был направлен на Главгосэкспертизу. Как минимум 3 месяца потребуется для получения заключения. Строительство линейной части нефтепровода протяженностью 64 км займет 5,5 месяцев, приемо-сдаточного пункта (ПСП) – 7,5 месяцев. Надеюсь, к концу 2010 года первая нефть с Ярактинского месторождения пойдет в ВСТО.

- Какие рассматриваются варианты по утилизации газа?

- С «Промгазом» (входит в «Газпром») мы обсуждаем вопрос о использовании газа в энергетике. Подписали соглашения с «Сибуром» и Японской национальной корпорацией по нефти, газу и металлам (JOGMEC) о возможности строительства газоперерабатывающих производств на севере Иркутской области. С «Сибуром» мы обсуждаем возможность производства из этана, пропана и бутана полимеров, с JOGMEC – выпуска из метана синтетических топлив (GTL). Если будет принято положительное решение, создание газоперерабатывающих комплексов будет эпохальным событием для компании и не последним для Иркутской области в целом.

- Проект по GTL – это не единственная ваша совместная работа с JOGMEC?

- В октябре 2007 года и в мае 2009 ИНК и JOGMEC создали два СП: ЗАО «ИНК-Север» (для разработки Северо-Могдинского участка) и ЗАО «ИНК-Запад» (для разработки Западно-Ярактинского и Большетирского участков), в которых японской стороне принадлежит 49%. В 2007-2009 годах «ИНК-Север» вложила в разведку участка более 1 млрд .рублей, в том числе около 205 млн. в 2009 году. Бюджет «ИНК-Запад» с июня 2009 года по май 2010 определен в размере 400 млн. рублей. Япония стремиться диверсифицировать поставки нефти. В будущем сырье с месторождений Восточной Сибири может стать составляющей российского экспорта в страну Восходящего Солнца.

ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

664025, г. Иркутск, ул. Российская, 12
т./ф.: (3952) 211-352
www.irkutskoil.ru

8-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

В РАМКАХ ВЫСТАВКИ «НЕФТЕГАЗ 2010»

RPGC

МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

22 - 24 июня
2010

www.mioge.ru
www.mioge.com

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

МЕТОДЫ ЛАЗЕРНОЙ ЛОКАЦИИ
И ЦИФРОВОЙ АЭРОФОТОСЪЕМКИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ

Е.М. МЕДВЕДЕВ Генеральный директор ООО «Альтекс Геоматика», Профессор кафедры маркшейдерского дела ИрГТУ, к.т.н. Москва e-mail: manukov@cge.ru

E. M. MEDVEDEV General manager «Altex Geomatica» company, prof., phd. Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА KEYWORDS: Лазерная локация, лидары, аэрофототопография, инженерные изыскания, топографические планы, цифровая модель рельефа. Laser location, lidars, aerial topography mapping, civil works, topography plans, digital terrain model

Применение лазерно-локационной технологии позволяет предложить принципиально новые методики топографо-геодезической и инженерно-изыскательской деятельности, и вообще всех прикладных дисциплин, связанных со сбором и обработкой геопространственных данных.

The use of laser location technologies make it possible to introduce a principally new method of aerial topography mapping, civil works and all other applied disciplines related to geospatial data acquisition and processing.

В том числе, впервые появляется возможность радикально интенсифицировать все составляющие технологического цикла производства топографических карт и планов крупных масштабов. Это позволяет говорить о появлении на базе лазерно-локационного метода систем картографирования реального времени (СКРВ). Этот термин, конечно, нуждается в уточнении, так как категорию реального времени не следует понимать буквально – топографический план не появляется непосредственно в ходе проведения лазерно-локационной съемки. Однако этот термин выражает главную отличительную черту используемой технологии и программно-аппаратных систем, которые эту технологию реализуют – переход на методы картографирования, при которых продолжительность этапов камеральной обработки съемочных данных сравнима с продолжительностью сбора данных, т.е. выполнения собственно аэросъемочных работ. Необходимо подчеркнуть, что современный лазерно-локационный метод в топографии предполагает использование не только собственно лазерных локаторов, но и других средств сбора геопространственных данных, прежде всего цифровых аэрофотоаппаратов, а также массу других аппаратных и программных средств. Однако название «лазерно-локационный» правильно отражает существо метода, так как именно наличие этого специфического вида данных в наибольшей степени отличает его от других топографо-геодезических методов.

Все три указанных основных источников данных, в равной мере символизируют и три, в значительной степени независимые технологии сбора и обработки геопространственных данных, соответственно прикладную лазерную локацию, цифровую аэрофототопографию и современную инерциальное-спутниковую навигацию. Каждая из этих технологий обладает самостоятельной значимостью в современной геоинформатике, но именно их синтез позволил появиться СКРВ.

РАДИКАЛЬНАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ РАБОТ ПО КРУПНОМАСШТАБНОМУ ТОПОРГАФИЧЕСКОМУ КАРТИРОВАНИЮ

Ниже будет показано, что функции СКРВ не сводятся исключительно к решению топографических и картографических задач. С использованием таких систем уже сегодня решаются многие задачи инженерной геодезии, экологии, таксации леса и др. Вообще, с использованием СКРВ возможно получение принципиально новых агрегатов данных, не имеющих аналогов в классических аэрогеодезических технологиях.

Несомненно, главный вопрос, возникающий при анализе СКРВ и их роли среди других современных геоинформационных технологий может быть сформулирован следующим образом: Насколько радикальна предлагаемая интенсификация?

Естественно корректный ответ на этот вопрос возможен только при корректном выборе базы для сравнения. В качестве альтернативных классических технологиях топографического картирования могут рассматриваться:

1. Наземная топографическая съемка.
2. Аэрофототопография – фотограмметрия.
3. Радиолокация.
4. Космическая съемка.

Корректное сравнение в смысле исследования технологической интенсификации, которая достигается за счет применения СКРВ, возможно при использовании в качестве базы классической аэрофототопографической технологии, которая в свою очередь основана на использовании стереотопографического метода создания карт и планов.

С учетом представленных выше разъяснений можно дать следующий ответ на поставленный выше вопрос о степени ►

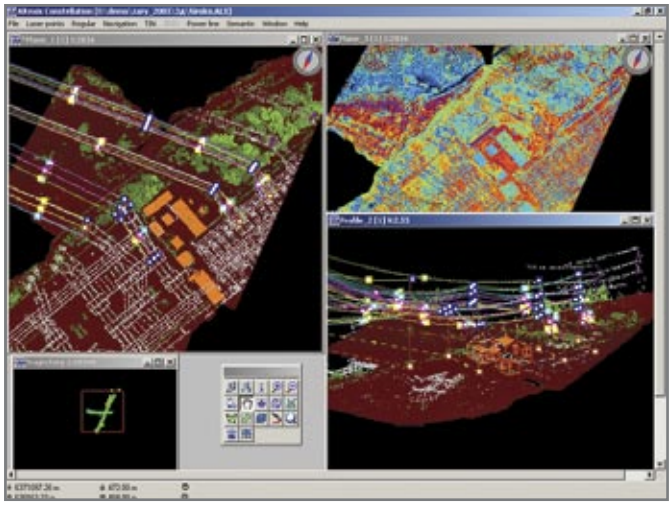


Рис. 1 Алгоритмы морфологической селекции позволяют в автоматическом режиме выделять многие классы объектов: поверхность земли, растительность, провода и опоры ЛЭП, здания и др.

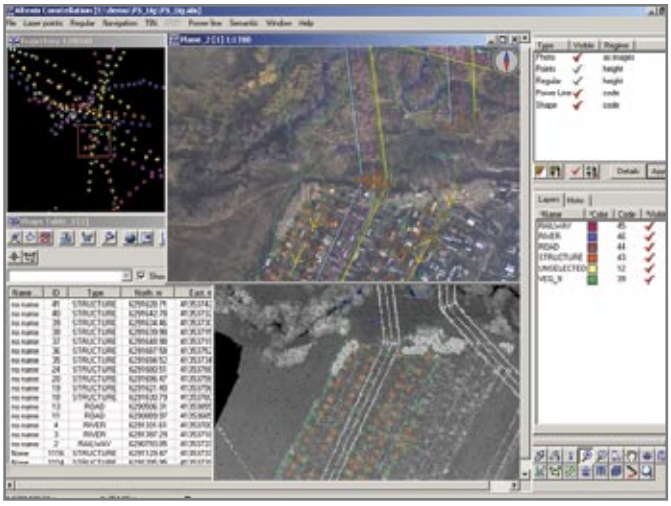


Рис. 2 Совместная визуализация и обработка лазерно-локационных и аэрофотографических данных.

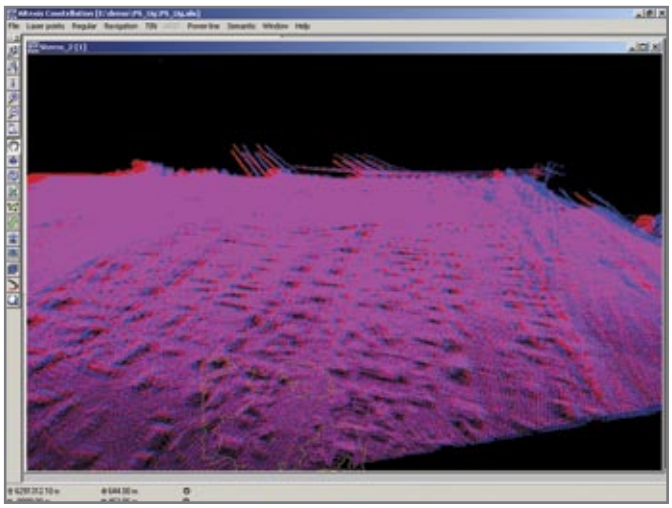


Рис. 3 Стереоскопическое представление лазерно-локационных данных. Большое значение имеет возможность автоматизации процедуры приведения лазерно-локационных, аэрофотографических и других видов данных дистанционного зондирования к единой геодезической системе координат. Возможность стереоскопического наблюдения данных всех видов, причем как раздельно, так и совместно дополнительно способствует повышению достоверности камеральных работ.

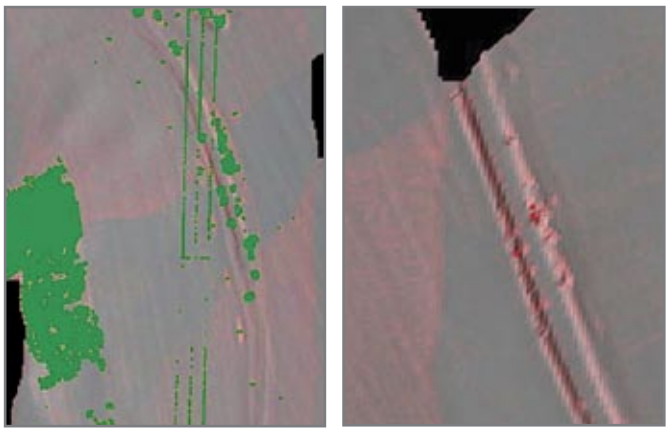


Рис. 4 Фрагмент Цифровой Модели Рельефа, построенной по лазерно-локационным данным в программной среде ALTEXis/ Аналитическая форма генерации и анализа ЦМР позволяет добиться максимальной точности и достоверности. Впервые появляется возможность количественной оценки (в см) точности восстановления рельефа. На рисунке градациями красного тона представлены статистические численные оценки точности определения пространственного положения поверхности истинного рельефа. Области с более ярким красным тоном, соответствуют большим погрешностям определения пространственного положения поверхности рельефа.

интенсификации работ по крупномасштабному топографическому картированию, достигаемому при использовании СКРВ: при корректном методе сравнения речь может идти об ускорении в разы и даже на порядки.

Иными словами, если при использовании традиционных аэротопографических технологий картографирование определенной территории в заданном масштабе могло потребовать месяц, то с использованием СКРВ эта же работа заняла не более нескольких дней. Подчеркнем, что и в первом и во втором случаях речь идет именно о всем комплексе работ, включая геодезические, аэросъемочные и камеральные.

Значительную роль в теории и практике СКРВ играет также ряд других базовых прикладных дисциплин и технологий, таких как:

- Цифровая фотограмметрия.
- Геодезия.
- Гравиметрия.
- Математическая картография.
- В качестве отдельного направления сегодня уже можно выделить: методы математической (программной обработки) данных лазерно-локационной съемки совместно с цифровыми аэрофотосъемочными данными.

С учетом вышеизложенного можно представить следующие рекомендации по правильному толкованию термина «реальное время», входящего в определение СКРВ:

- Было бы неправильно утверждать, что при практическом использовании СКРВ топографический план «рождается» сразу на борту самолета-аэросъемщика. По крайней мере, сегодня, это еще невозможно.
- СКРВ не отменяют ряд важнейших технологических процессов, такие как камеральное дешифрирование и все другие процессы, связанные с созданием семантической составляющей карты.

Однако не будет преувеличением сказать, что важнейшим результатом применения СКРВ на практике является следующий факт: длительность цикла производства законченной рельефной части карты и выделения многих контуров географических объектов и ортофотомозаики (транформированных и геопривязанных аэрофотоснимков) сопоставима по продолжительности фазы аэросъемки. Иными словами, все данные, собранные за каждый аэросъемочные день, могут быть обработаны до начала следующего дня.

Обсудим еще раз важнейшие тенденции в развитии современных аэросъемочных технологий, определяющие успех практического использования СКРВ.

Рост производительности лазерно-локационных систем:

1993 ALTM 1020 5 KHz
1997 ALTM 1025 25 KHz
2001 ALTM 3033 33 KHz
2002 ALTM 2050 50 KHz
2002 ALTM 30/70 70 KHz
2003 ALTM 3100 100 KHz
2006 ALTM 2100 EA 100 кГц – точность измерения наклонной дальности 2-3 см

2007 ALTM Gemini – более 100 кГц максимальная высота съемки 4000 м, возможность съемки на высоте 2000 м с максимальной производительностью.

Предполагается, что рост производительности авиационных лидаров продолжится.

- Совершенствование алгоритмов селекции «лазерных точек»

Селекция лазерных точек предполагает установление принадлежности каждой отдельной точки или группы тому или иному морфологическому компоненту: поверхности рельефа, растительности, зданиям, ЛЭП и другим классам объектов. Автоматическая селекция функционально связана с построением векторных моделей географических объектов. Успехи в совершенствовании алгоритмов селекции прямо сказываются в повышении степени автоматизации и следовательно производительности как самих лазерно-локационных систем, так и СКРВ, построенных на их основе.

- Имеются многочисленные примеры использования лазерно-локационных данных в форме «интенсивности» отраженного сигнала. Такие данные представляют собой по сути цифровой ортофотоплан в истинных геодезических координатах. С увеличением производительности воздушных лазерных локаторов можно рассчитывать на повышение разрешения на местности таких «квазиортофотопланов». Наличие такой информации позволяет выполнять многие дешифровочные работы без привлечения аэрофотоснимков.
- Построение поверхностей истинного рельефа. Выделение поверхности истинного рельефа с использованием алгоритмических процедур позволяет уверенно восстанавливать форму поверхности рельефа даже под густыми кронами деревьев, находящихся в фазе вегетации. Это позволяет значительно расширить границы применимости лазерно-локационного метода и СКРВ в целом.
- Значительные успехи достигнуты в последние годы как в повышении точности лазерно-локационного метода в целом, так и в повышении достоверности и общей информативности выходных топографических материалов. Так в 2008 г. компания Optech, мировой лидер в области производства авиационных лидаров, предложила модели ALTM 3100EA и ALTM Gemini, обеспечивающие точности измерения наклонной дальности на уровне 3-5 см. Вместе с тем современные алгоритмы выделения поверхности истинной земли и других важнейших топографических и структурных поверхностей и контуров позволяют добиться точности геопозиционирования этих поверхностей и контуров на уровне первых сантиметров, естественно при обеспечении достаточной плотности сканирования.

Немаловажно и то, что современные математические методы наряду с построением самих поверхностей и контуров позволяют получить статистические оценки точности и достоверности их пространственного положения. Примеры представлены на Рис. 4. ►

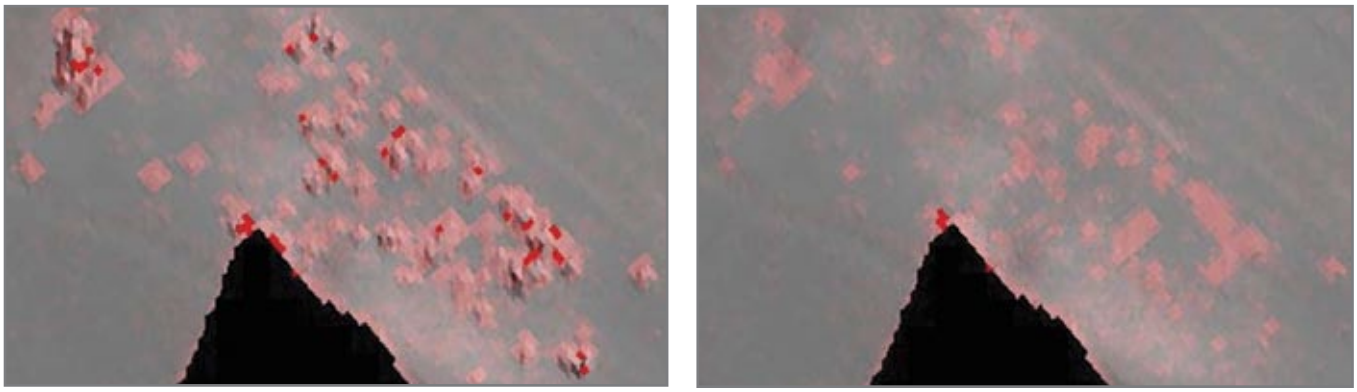


Рис. 5. Индикация «неблагополучных» фрагментов ЦМР (участки под густой растительностью с большим количеством пространственных шумов) и их автоматическое сглаживание (подавление шумов).

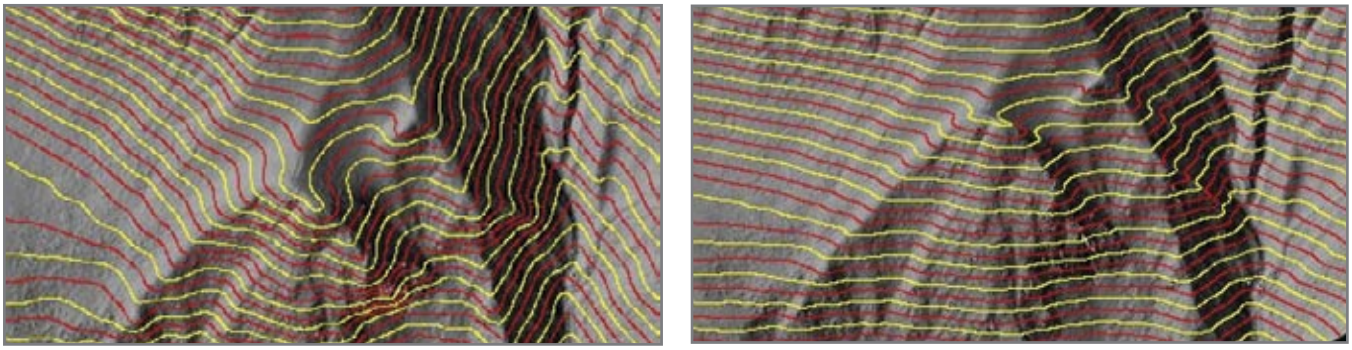


Рис. 6 Аналитическая генерация изолиний рельефа без артефактов

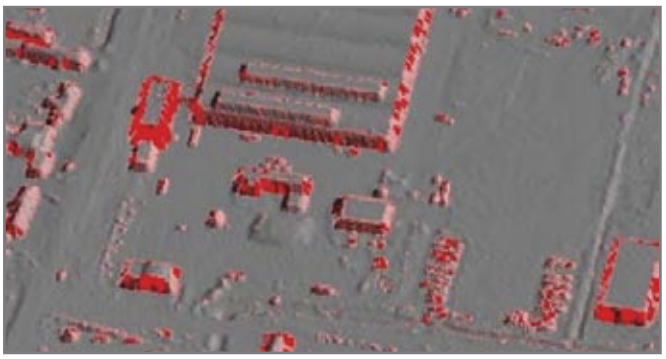


Рис. 7 Использование «аналитического» подхода позволяет свести процедуры выделения структурных линий рельефа (break lines) к классическим операциям Фурье и вейвлет анализа

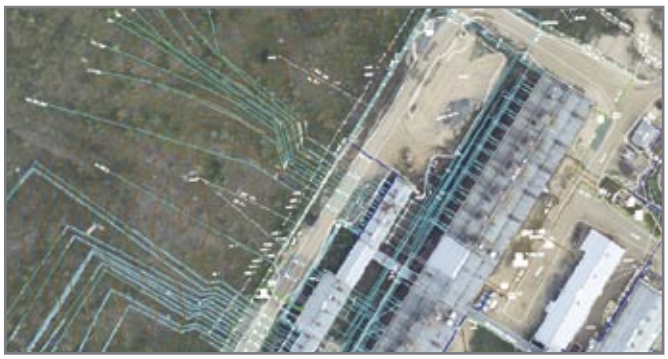


Рис. 8 Цифровые трехмерные модели, построенные по результатам воздушной и наземной лазерно-локационной съемки и цифровой аэрофотосъемки

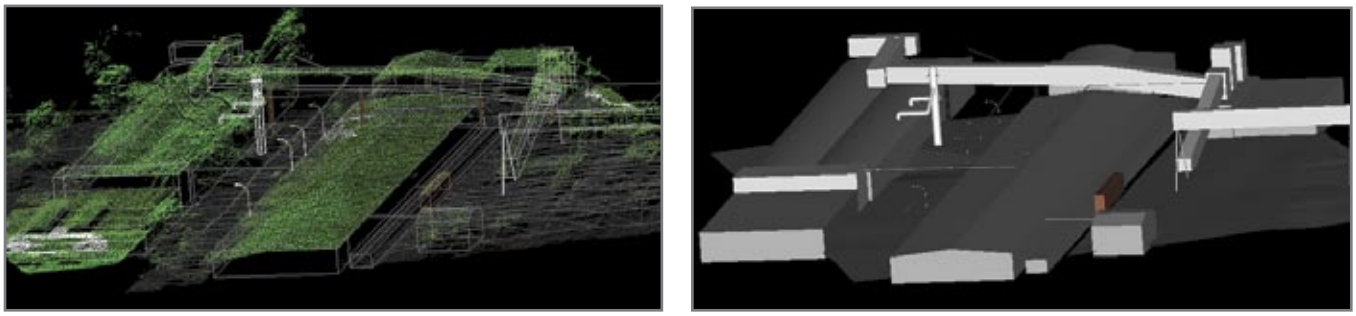


Рис. 8 Цифровые трехмерные модели, построенные по результатам воздушной и наземной лазерно-локационной съемки и цифровой аэрофотосъемки

- Использование «Лазерной» ЦМР позволяет применять к ней различные методы аналитической обработки, которые могут оказаться чрезвычайно полезными на практике. Такая возможность принципиально отсутствует в случае если ЦМР получена стереофотограмметрическим или любым другим традиционным методом. Некоторые примеры такой обработки представлены на Рис. 5, 6, 7.
- Весьма перспективным и все более активно применяемым на практике является совместное использование данных наземного и воздушного лазерного сканирования (локации) и цифровой аэрофотосъемки. Такой подход особенно эффективен при обследовании объектов, включающих сложные инженерные сооружения, например, электрические подстанции (Рис. 8).

ВЫВОДЫ

Использование лазерно-локационных и цифровых аэрофототопографических методов является весьма перспективным направлением при выполнении крупномасштабного топографического картографирования и при проведении различного рода инженерных изысканий. Точность и производительность такого метода позволяет говорить о появлении систем картографирования реального времени. ■

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ПЛАЗМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В.Н.ИВАНОВ, Б.М.НИКИТИН, С.И.БРЫКОВ Г.С.ЭЙЛЕНКРИГ В.Д.РУСАНОВ, В.К.ЖИВОТОВ С.В.ДРЕСВИН, Д.В.ИВАНОВ

ФГУП «ВНИИТВЧ»

РНЦ «Курчатовский институт» СПбГПУ

Санкт-Петербург
e-mail: marasanova48@mail.ru

V.N. IVANOV, B.M. NIKITIN, S.I. BRYKOV, G.S. EILENKRIG V.D.RUSANOV, V.K. ZHIVOTOV S.V. DRESVIN, D.V. IVANOV

VNIITVCh

RNC Kurchatov Institute SPbGPU

Saint-Petersburg

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
KEYWORDS:

Плазма, плазмотрон, сероводород, высокочастотные (ВЧ) и сверхвысокочастотные (СВЧ) генераторы. Plasma, plasmatrom, hydrogen sulphide, high-freqnency (HF) and microwave (MW) generators.

В статье приводится описание высокоэффективных плазменных технологий, направленных на отделение, переработку и утилизацию сероводорода, который образуется при очистке нефти от серы, при переработке природного газа, а также в ряде процессов металлургии.

Дается описание высокочастотных (ВЧ) и сверхвысокочастотных (СВЧ) установок для переработки сероводорода, разработанных совместно ВНИИ ТВЧ и РНЦ «Курчатовский институт».

The paper presents description of highly efficient plasma technologies directed to separation, processing and utilization of hydrogen sulphide which is produced during petroleum cleaning from sulphur, in processing of natural hydrogen sulphide and in a number of processes in non-ferrous metallurgy.

Description of high-frequency (HF) and microwave (MW) hydrogen sulphide processing plants developed jointly by VNIITVCh and RNC Kurchatov Institute.

Природный газ, добываемый в России и странах СНГ, содержит довольно значительное количество сероводорода (от 3 до 25%). Это снижает его качество, сокращает срок службы трубопроводов, насосов и других элементов, наносит вред условиям жизнедеятельности человека. То же можно сказать о добываемой нефти.

ВНИИ ТВЧ и РНЦ «Курчатовский институт» совместно с рядом других организаций разработал технологический процесс плазменно-мембранной переработки сероводородсодержащих газов, включающий в себя отделение с помощью специальных мембран сероводорода, его разложение в мощных плазмотронах на водород и серу, а также сбор указанных продуктов, каждый из которых представляет самостоятельный интерес для современной промышленности. Для реализации этих процессов, кроме плазмотронов, ВЧ и СВЧ генераторов, созданы плазмохимические (ПХ) реакторы, устройства для мембранного разделения газов и сбора продуктов диссоциации.

Способы получения плазменного разряда.

Для разложения сероводорода в данной работе использовались высокочастотные (ВЧ) и сверхвысокочастотные (СВЧ) плазмотроны и генераторы.

Принципиальная схема высокочастотного индукционного (ВЧИ) плазмотрона приведена на рис.1. [1] Ток индуктора 5, получающий питание от генератора 3 через токоподводы 6, наводит в ионизированном газе реагента кольцевой ток и нагревает его. Отсутствие электродов в плазме определяет её чистоту в таком плазмотроне и целесообразность использования в процессах плазмохимии.

Энергия, выделенная в плазме, расходуется на поддержание её температуры (7-11•10^3К) т.е. на компенсацию потерь, диссоциацию молекулярных газов, ионизацию атомов и на нагрев вновь поступающего холодного газа. Температура внутри плазмотрона распределена неравномерно (Рис.2). Кроме того, температура электронов несколько выше температуры тяжелых компонентов и зона высокой электронной температуры несколько больше зоны высоких температур тяжелых компонентов. Распределение температуры в ПХ реакторе зависит от его диаметра, длины, температуры стенки и параметров плазменного потока [2]

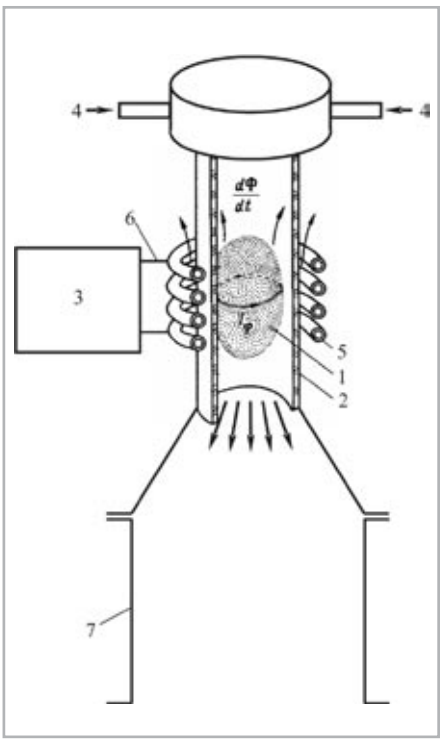
К настоящему моменту разработано большое количество конструкций индукционных плазмотронов, отличающихся схемой подачи плазмообразующего газа и способом термической защиты разрядной камеры (рис. 3) [3].

Выбор конструкции плазмотрона определяется требованиями конкретного технологического процесса. При этом учитывается, что плазмотроны с газовой термозащитой (Рис. 3а, 3в) имеют высокий к.п.д., обеспечивают особую чистоту разрядной зоны, но требуют большого расхода защитного газа. Плазмотроны с металлическими разрезными разрядными камерами (рис. 3г, 3д, 3и) обеспечивают надёжную термозащиту кварцевого цилиндра, позволяют работать с малыми расходами газа, но к.п.д. их ниже за счёт электрических потерь в металлических секциях.

Принципиальные схемы волноводных сверхвысокочастотных (СВЧ) плазмотронов приведены на рис. 4 [4]. Хотя создание пространственных СВЧ-разрядов и возможно, конструктивно значительно удобнее заключать СВЧ-разряд в экран. В этом случае в качестве плазмотронов используются прямоугольные или круглые волноводы, а также резонаторы при возбуждении в них соответствующих типов СВЧ-колебаний.

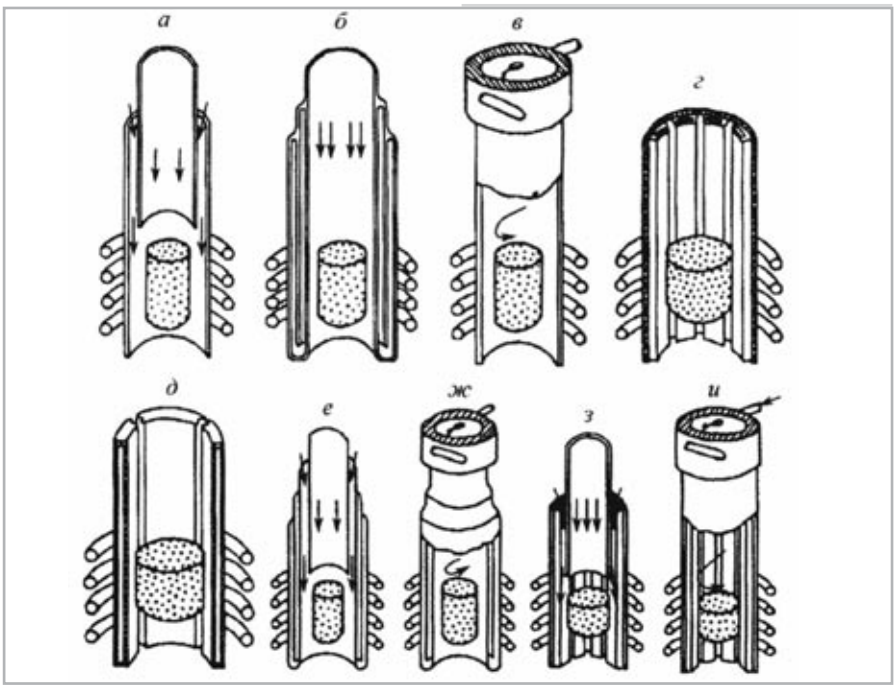
Широко распространен СВЧ-плазмотрон на волне типа Н10, (рис. 4а) реализуемый с помощью диэлектрической разрядной камеры, проходящей через широкую стенку волновода 5. Наличие диэлектрической разрядной камеры не дает основания надеяться на широкие технологические применения плазмотрона этого типа. Кроме того, в нем отсутствует электродинамическая стабилизация разряда на оси разрядной камеры. При изменении параметров плазмы весь разряд смещается с оси и прижимается к стенке разрядной камеры, вызывая ее разрушение.

В этом отношении более перспективны цилиндрические волноводы. В них возможно стабильное «горение» СВЧ-разряда по оси волновода как в диэлектрической разрядной камере, так и без нее непосредственно в металлическом волноводе. В последнем случае обычно достаточно электродинамической ►



1 – плазменный разряд, 2 – разрядная камера, 3 – ВЧ генератор, 4 – ввод реагентов, 5 – индуктор, 6 – токоподводы к индуктору, 7 – плазмохимический реактора

Рис. 1. Высокочастотный индукционный плазмотрон



а – неохлаждаемая кварцевая камера, аксиальная газовая стабилизация; б – водоохлаждаемая кварцевая камера, несформированный аксиальный поток; в – неохлаждаемая кварцевая камера, вихревая стабилизация; г – охлаждаемая металлическая разрезная камера с кварцевым чехлом; д – охлаждаемая металлическая разрезная камера с тугоплавкими вставками; е – аксиальная стабилизация, кварцевая водоохлаждаемая камера; ж – вихревая стабилизация, кварцевая водоохлаждаемая камера; з – аксиальная стабилизация, металлическая разрезная охлаждаемая камера; и – вихревая стабилизация, металлическая разрезная охлаждаемая камера.

Рис. 3. Основные типы ВЧИ-плазмотронов

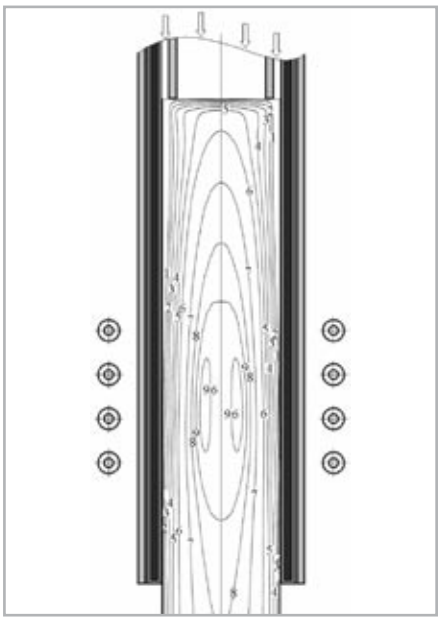
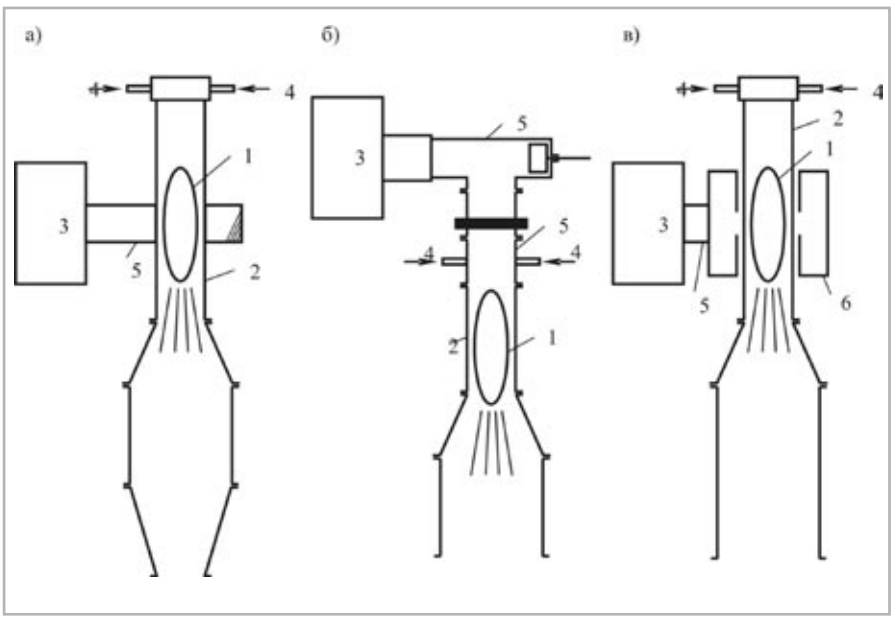


Рис. 2. Типичное распределение температуры плазмы (в тыс. К) в ВЧИ плазмотроне



1 – разряд; 2 – разрядная камера; 3 – СВЧ-генераторы; 4 – ввод реагентов; 5 – волновод; 6 – резонатор

Рис. 4 Волноводные (а, б) и резонаторные (в) СВЧ-плазмотроны.

стабилизации положения плазменного рпазряда, хотя иногда целесообразно осуществить дополнительную газодинамическую стабилизацию (рис. 4б).

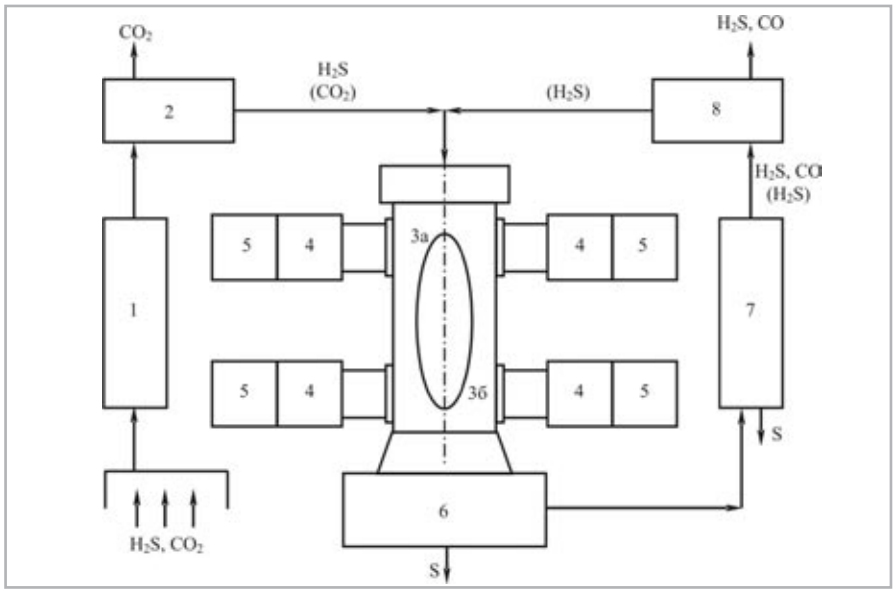
Совмещая ось резонатора с осью разрядной камеры, в СЧВ-резонаторных системах, так же, как и в круглых волноводах, можно получить СВЧ-разряд, стабилизированный электродинамически на некотором расстоянии от стенок (рис. 4в)

Основной особенностью плазмы СВЧ-разрядов является ее существенная неравновесность даже при атмосферном давлении. Поэтому наиболее перспективной областью использования СВЧ-разрядов является неравновесная плазмохимия. При этом следует помнить, что при повышении мощности СВЧ-разрядов размеры волноводов и резонаторов должны увеличиваться, поэтому необходим переход в длинноволновую часть СВЧ-диапазона.

Плазмохимическая переработка сероводорода.

Данная разработка прошла стадию опытно-промышленного внедрения на уровне производительности 500-1000 м^3/час на Оренбургском газоперерабатывающем заводе.

Существует три основных отрасли промышленности, в которых остро стоит проблема переработки сероводорода. В первую очередь это газоперерабатывающая ►



1 – узел очистки и осушки газа; 2 – узел мембранного разделения смеси «сероводород-углекислый газ»; 3 – плазмохимический блок, 3а и 3б – микроволновые плазмотроны; 4 – магнитронные генераторы; 5 – источники питания магнетронных генераторов; 6 – сероконденсатор; 7 – система очистки газа от серного аэрозоля; 8 – блок мембранного разделения смеси «водород – окись углерода – сероводорода»

Рис. 5. Блок-схема опытно-промышленного стенда мощностью 500 кВт частотой 915 МГц

Рис. 6 Микроволновый плазматрон для опытно-промышленного стенда Оренбургского газоперерабатывающего завода; мощность 500 кВт, частота 915 МГц.

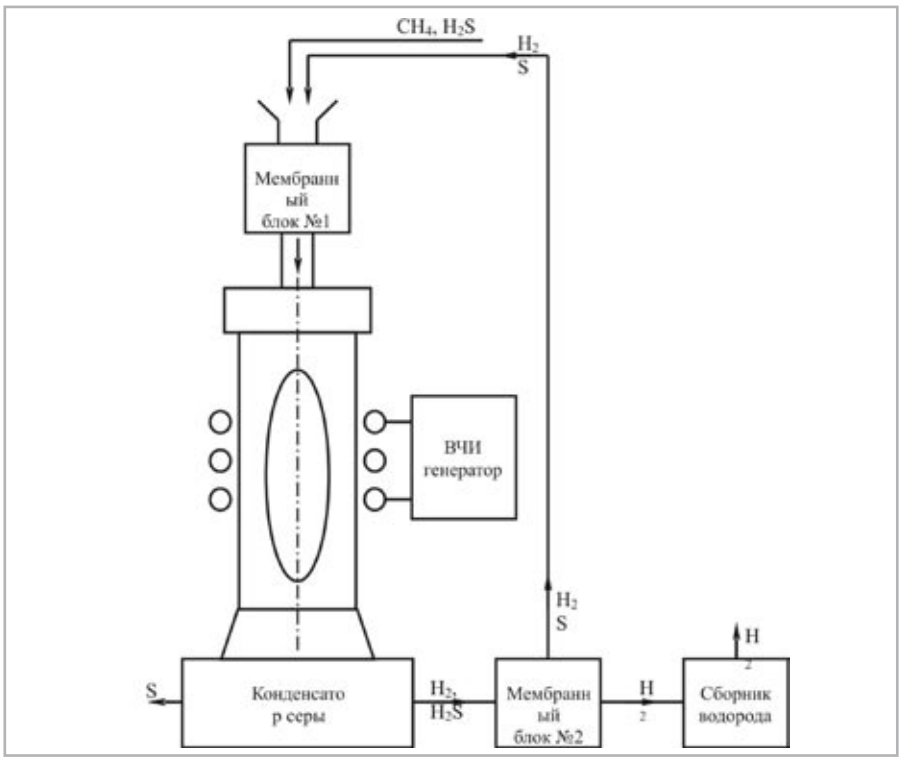


Рис. 7. Схема высокочастотного стенда для отделения и разложения сероводорода

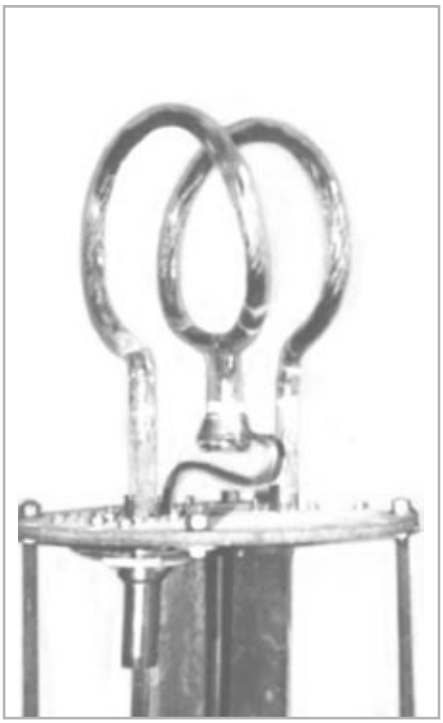


Рис. 8 Общий вид литцендратного индуктора.

промышленность. Концентрация сероводорода, сопутствующего природному газу,. может быть очень велика. Так на Астраханском газоконденсатном месторождении она достигает 20-25%. Высокая токсичность сероводорода приводит к необходимости как тщательной очистки от него газовой фракции, так и полной его переработки. В странах СНГ открыто более ста месторождений сероводородсодержащего природного газа, которые согласно прогнозам оцениваются в 10^{12}м^3 с содержанием сероводорода 1,5-25%.

В нефтеперерабатывающей промышленности в процессе гидроочистки нефти от серы последняя связывается с водородом, образуя сероводород. Далее сероводород отделяется от газовых фракций нефтепереработки и либо утилизируется, либо (на нефтеперерабатывающих заводах малой мощности) сжигается на факеле.

По зарубежным данным в 1979 г. в США и Канаде из природных газов и нефтей было получено соответственно 4 и 6 миллионов тонн серы.

На предприятиях цветной металлургии при восстановлении металлов из их сульфидов с помощью водородсодержащих восстановителей также образуется сероводород, который должен быть утилизирован.

Традиционным методом переработки сероводорода является метод Клаусса. Это двухстадийный термокаталитический процесс. На первой стадии

происходит окисление сероводорода кислородом с получением сернистого ангидрида как промежуточного продукта.

$$H_2S + \frac{3}{2}O_2 = H_2O + SO_2$$

На второй стадии происходит полное восстановление серы:

$$SO_2 + 2H_2S = 2H_2O + 3S$$

Суммарный процесс Клаусса даёт в качестве продуктов серу и воду.

$$H_2S + \frac{1}{2}O_2 = H_2O + 3S$$

Процесс Клаусса экологически не чист, при его проведении возникают выбросы значительного количества сернистого ангидрида в атмосферу. Применение систем дополнительной очистки от сернистого ангидрида резко удорожает стоимость технологического оборудования. Процесс Клаусса даёт только серу в качестве своего продукта. Вторая ценная компонента сероводорода – водород теряется, переходя в воду. С точки зрения водородной энергетики процесс Клаусса абсурден, так как он переводит водород из слабо связанного в молекуле сероводорода состояния в сильно связанное состояние в молекуле воды. Из воды затем методами водородной энергетики получают водород, тратя значительные количества электрической энергии. Простейшие численные оценки подтверждают сказанное. Расход электроэнергии на диссоциацию сероводорода на водород и серу равен всего ΔH=0,21 эВ на молекулу, а для диссоциации воды на водород и кислород та же величина ΔH=2,6 эВ на молекулу.

Всё это определяет тот интерес, который проявляется к процессам полной диссоциации сероводорода на водород и серу:

$H_2S = H_2+S_г$. ΔH=0,21 Эв/ мол.

Для этой цели предлагались разнообразные методы: электрохимические, термохимические, термокаталитические, фотокаталитические, фотохимические и, наконец, плазмохимические. [5,6]

По сравнению с другими альтернативными методами разработка плазмохимической диссоциации сероводорода в настоящее время наиболее продвинута и вышла, как отмечалось, на уровень опытно – промышленного внедрения. Плазмохимическая переработка сероводорода позволяет получать из исходного сероводорода оба продукта – серу и водород, причём с весьма низкими энергозатратами: энергозатраты 0,5 кВт.час/м^3 водорода – это теоретический предел, 1 кВт. час/м^3 – это сегодняшний практический результат. Получаемый при диссоциации сероводорода водород в газоперерабатывающей промышленности может рассматриваться как дополнительный ценный и дешевый продукт газодобычи и газопереработки; в нефтеперерабатывающей промышленности и цветной металлургии полученный из сероводорода водород может восполнить тот водород, который был затрачен на стадиях гидроочистки нефти и восстановлении металлов из сульфидов, сделав эти технологии замкнутыми по этому расходному компоненту. Во всех случаях технология плазмохимической переработки сероводорода является безотходной и экологически чистой.

Основными результатами лабораторных исследований плазмохимического процесса диссоциации сероводорода явились: достаточно низкие значения энергозатрат процесса (порядка 1 кВт. час/м^3 водорода + 1,4 кг серы) и вывод о возможности промышленной реализации процесса.

Исследования процесса на опытно-промышленном стенде.

Опытно – промышленная отработка плазмохимического процесса диссоциации сероводородсодержащих газов осуществлена в опытно-технологическом цеху на площадке Оренбургского газоперерабатывающего завода.

Для проведения работ на Оренбургском газоперерабатывающем заводе ВНИИТВЧ создал два плазмохимических блока:

- мощностью 500 кВт частотой 915 МГц и
- мощностью 600 кВт частотой 440 кГц.

Блок-схема опытно-промышленного стенда с плазмохимическим блоком мощностью 500 кВт частотой 915 МГц приведена на рис.5 В состав стенда входят следующие основные узлы: узел очистки и осушки газа 1; узел мембранного разделения смеси «сероводород – углекислый газ» для обогащения её сероводородом 2; плазмохимический блок 3, мощностью 500 кВт, который состоит из двух микроволновых плазмотронов 3а и 3б.

Плазмохимический блок комплектуется четырьмя магнетронами 4 с источниками питания 5. После плазмохимического реактора установлены система сероконденсации 6, система очистки газа от серного аэрозоля 7 и блок мембранного разделения смеси «водород – окись углерода – сероводород» 8. Отделённый не прореагировавший сероводород вновь поступает на вход плазмохимического блока, рециркулирует и в конце концов полностью перерабатывается.

Основа плазмохимического блока – микроволновый плазмотрон, запитывающийся от четырёх источников излучения по прямоугольным волноводам на типе волны H_{01}. Плазмотрон имеет два уровня, в каждом из которых расположены два подводящих микроволновую энергию от магнетронных генераторов волновода, направленные навстречу друг другу. Все четыре волноводных тракта идентичны, длина каждого 15 м. Каждый магнетрон мощностью до 250 кВт имеет два волноводных вывода энергии. Вдоль по волноводному тракту расположены последовательно: магнетрон, сумматор микроволновой энергии для объединения двух волноводных выводов магнетрона в один (при равноплечности выводов по мощности и фазе излучения потери энергии в сумматорах пренебрежимо малы); направленный ответвитель для определения уровня отражённой мощности, необходимый для работы системы контроля и управления (при необходимости по сигналу с направленного ответвителя срабатывала система блокировки при превышении допустимого уровня отражённой мощности); ферритовый циркулятор, препятствующий попаданию значительной отражённой мощности в переходных и пусковых режимах в магнетрон; фазовращатель и согласующее устройство для согласования волноводного тракта с плазмотроном; входной фланец плазмотрона.

Основным недостатком микроволновых плазмотронов, использующих тип волны H_{01} в прямоугольном волноводе является наличие диэлектрической (кварцевой или керамической) разрядной трубы. В любом случае наличие диэлектрического элемента в конструкцию мощного плазмотрона снижает временной ресурс последнего. Необходимость в разрядной трубе в обсуждаемой микроволновой системе возникает из того факта, что в данной конструкции микроволновое излучение и газ распространяются по различным магистралям. Излучение распространяется по прямоугольному волноводу, разряд формируется в пересекающей волновод цилиндрической разрядной трубе, стенка которой должна быть прозрачной для микроволнового излучения. Цельнометаллическая конструкция, естественно, выглядит предпочтительнее. Ясно, что переход к цельнометаллической конструкции может быть осуществлен на пути совмещения устройств для распространения излучения и газа в единый конструкционный элемент. Первым условием для этого должно быть использование круглых волноводов и типов волн в них, которые возбуждаются излучением в прямоугольных волноводах с помощью несложных переходных устройств, т.е. волна типа H_{11}.

Для опытно-промышленного стенда на Оренбургском газоперерабатывающем заводе создана именно такая конструкция микроволнового плазмотрона на типе волны H_{11} в круглом волноводе мощностью 500 кВт частотой 915 МГц (рис. 6)

Стремление создать промышленный плазмохимический модуль большей единичной мощности в микроволновом плазмотроне связан с проблемой создания СВЧ-генератора большой единичной мощности. Суммирование мощностей от отдельных генераторов на единый плазмотрон помогает до известного предела в решении этой проблемы. В принципе возможно доведение уровня единичной мощности магнетронного генератора до 1 МВт на частоте 0,9 ГГц. Уменьшение частоты генератора также приводит к возможности увеличить мощность единичного плазмохимического модуля за счет увеличения при этом мощности единичного генератора. Радикальный вариант – вообще переход к другому частотному диапазону при выходе разработки на промышленный уровень.

Блок-схема опытно – промышленного стенда с плазмохимическим блоком мощностью 600 кВт частотой 440 кГц приведена на рис. 7 ►

Стенд состоял из высокочастотного генератора с колебательной мощностью 600 кВт, частотой тока 440 кГц, блока плазмотрона, включающего в себя плазмотрон, индуктор и конденсаторную батарею, входного №1 и выходного №2 мембранных блоков, конденсатора серы и сборника водорода. Часть неразложившегося сероводорода направлялась на повторную переработку. Плазмообразующим газом являлась смесь H_2S и CH_4. Инициирование разряда производилось в атмосфере аргона. С целью снижения потерь мощности в плазмотроне использовалась конструкция с кварцевой разрядной камерой и вихревой стабилизаций разряда (рис. 3в). Наружный диаметр трубы составлял 180 мм, длина 750 мм. Плазмообразующие газы подавались через 32 тангенциальных отверстия, выполненных в газоформирующей головке плазмотрона.

При разработке мощных ВЧ установок с индукционной плазмой важной задачей является минимизация омических потерь в индукторе, которые могут составлять 10 и более процентов от выходной мощности ВЧ установки, что является недопустимым с энергетической точки зрения.

Во ВНИИТВЧ был разработан и изготовлен для Оренбургского опытного стенда индуктор (рис. 8), в котором был применен литцендратный токоподвод. В этом случае единичная жила (трубка) индуктора заменяется многопроводной системой, состоящей из большого числа параллельных тонких проводов, перевитых таким образом, чтобы гарантировать протекание тока по всему поперечному сечению каждого проводника. Расчеты и испытания индуктора показали, что омические потери в нем снижаются в 7 и более раз по сравнению с индуктором, изготовленным из медной трубки. Трудности, с которыми приходится сталкиваться при создании литцендратного индуктора, заключаются в подборе диэлектрического материала для водоохлаждаемого чехла, в который заключается токоведущая жила. В изготовленном индукторе был использован профилированный кварц.

На плазмохимическом блоке Оренбургского стенда отработано взаимодействие отдельных основных узлов блока и стенда между собой, подтвержден низкий уровень энергозатрат плазмохимического процесса переработки сероводородсодержащих газов; как при использовании СВЧ так и ВЧ плазменного оборудования на уровне 1 кВт.час на получение 1 м^3 водорода и 1,4 кг серы.

Заключение

На сегодняшний день решены принципиальные вопросы создания плазменно-мембранных установок для переработки сероводорода.

Испытания, проведенные на опытно-промышленных стендах, показали, что с помощью данного плазмохимического метода возможно проводить полную переработку сероводорода и при этом получать серу и водород с весьма низкими энергозатратами – порядка 1кВт*час/м^3 водорода +1,4 кг серы.

Водород и сера в газоперерабатывающей и нефтяной промышленности могут рассматриваться как дополнительные ценные и сравнительно дешевые продукты переработки.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Физика и техника низкотемпературной плазмы (под ред.С.В.Дресвина), М., Атомиздат, 1972 г.
2. С. Дресвин, Нгуен Куок Ши, Д. Иванов, В. Иванов, С. Брыков, Г. Эйленкриг. Расчет параметров высокочастотных индукционных (ВЧИ) плазмотронов, предназначенных для различных технологических процессов. Материалы международной научно-технической конференции «ЭЛТЕХ – 2001», С. Петербург, 2001 г., т.1, с.149 – 153.
3. С. Дресвин, А.А. Бобров и др. ВЧ и СВЧ плазмотроны. Новосибирск , «Наука», 1992 г.
4. В.Д. Русанов, А.А. Фридман, С.О. Мачерет «Эффект пространственной неравновесности при диссоциации сероводорода в неравновесной плазме. Доклады АН СССР, 1985 г. т.283 № 3 с.590-594.
5. А.З. Богаутдинов, В.К.Животов, В.Д. Русанов «Экспериментальные характеристики процесса диссоциации смеси сероводород-углекислый газ в СВЧ-разряде большой мощности на Оренбургском стенде. Сборник «Вопросы атомной науки и техники, серия АВЭ и ТМ; ИАЭ, 1987 г. вып.2, с.57-58.
6. В.Д. Русанов, В.Н. Иванов, В.К. Животов, С.И. Брыков «Экологические проблемы современной цивилизации. Проблемы и перспективы создания электротранспорта». Материалы Международной научно-технической конференции «Электротехнологии XXI века, Санкт-Петербург, 2001 г. ■

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»,
Москва, Россия

ufi Approved Event

13–я международная выставка

НЕФТЕГАЗ 2010

21–25 июня

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:
ЗАО «Экспоцентр» (Россия)
«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

Генеральный информационный партнер:
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Стратегический информационный партнер:
НЕФТЬ И КАПИТАЛ

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ТЕХНОГЕННО-ИЗМЕНЕННЫХ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

Л.А. ГАЙДУКОВ
Н.Н. МИХАЙЛОВ

ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»
РГУ нефти и газа им. Губкина

Москва
e-mail: leonid68@inbox.ru

L.A. GAIDUKOV
N.N. MIKHAILOV

Central Geophysical Expedition
Russian State University of oil and gas

Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
KEYWORDS:

горизонтальная скважина, околоскважинная зона, фильтрация, загрязнение, производительность. Horizontal well, Near bore zone, Filtration, Damage, Production

На основе построенных математической и численной моделей стационарной фильтрации несжимаемого флюида к горизонтальной скважине в пласте конечной мощности исследовалось влияние параметров техногенно-измененной околоскважинной зоны на дебит и профиль притока флюида вдоль скважины. Показано, что основными параметрами околоскважинной зоны, обуславливающими снижение дебита скважины, являются размер и форма зоны загрязнения, значение коэффициента восстановления проницаемости на стенке скважины, профиль распределения проницаемости. Исследована зависимость профиля притока флюида к горизонтальной скважине от особенностей распределения геолого-физических параметров вдоль ствола. Показано, что использование упрощенных моделей околоскважинной зоны может приводить к существенным ошибкам при определении профиля притока и общей производительности скважины.

Mathematical and numerical filtration models of incompressible fluid toward horizontal well are build. Influence of horizontal well near wellbore features on the well productivity index is investigated. It is supposed that the main parameters of near wellbore damage are size and shape of damage zone, value of permeability damage coefficient on the well bore, profile of permeability change. Influence of collector parameters distribution along horizontal well on the near wellbore formation is investigated. Shown that using of simple near wellbore models may cause significant errors.

Одной из самых востребованных технологий добычи нефти в настоящее время является технология бурения горизонтальных скважин. Однако влияние техногенных процессов поражения пласта, возникающих при бурении горизонтальной скважины, и неоднородности геолого-физических свойств вдоль ствола на ее продуктивность остается малоизученным. Во многих случаях эффективность использования горизонтальных скважин оказывается существенно ниже потенциальной, что негативно влияет на экономические показатели разработки. В первую очередь стоит отметить, что вследствие значительной протяженности горизонтальной скважины природные геолого-физические характеристики пласта могут существенно меняться вдоль ствола, формируя сложный профиль притока флюида. В практике моделирования разработки месторождений геолого-физические свойства ячеек модели, пересекаемых скважиной, определяются геостатическими методами, которые ввиду их статистической природы и крупномасштабности ячеек гидродинамической модели не воспроизводят реальную неоднородность фильтрационных свойств вдоль ствола скважины. Поэтому для корректного определения профиля притока флюида к горизонтальной скважине необходимо при расчетах использовать данные геофизических исследований в стволе скважины во время бурения.

Одной из основных причин ухудшения фильтрационных свойств и низкой продуктивности горизонтальных скважин является неравномерное по длине ствола засорение коллектора твердыми частицами (кольматация), которые проникают в поровое пространство вместе с буровым раствором, препятствуя фильтрации целевого флюида. Кроме того, специальные керновые исследования показали, что в результате взаимодействия породы с фильтратом бурового раствора в прискважинной области формируются сложные радиальные профили фильтрационных свойств. Таким образом, вокруг ствола горизонтальной скважины образуется сложнопостроенная околоскважинная зона (ОЗ), геометрия и свойства которой определяются как технологическими особенностями бурения горизонтальных ►

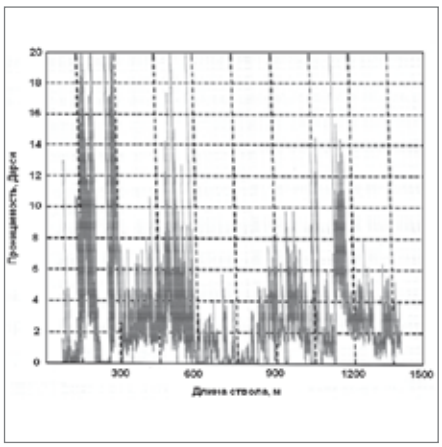


Рис.1 Распределение проницаемости вдоль горизонтальной скважины

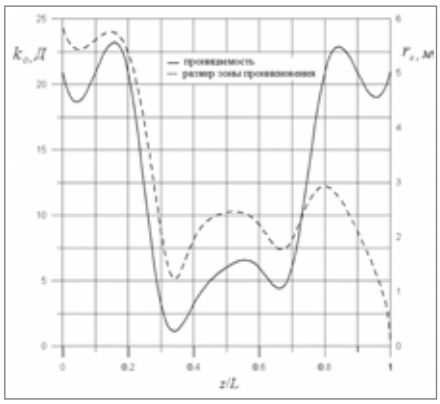


Рис.2 Распределение проницаемости и размера зоны проникновения вдоль ствола горизонтальной скважины.

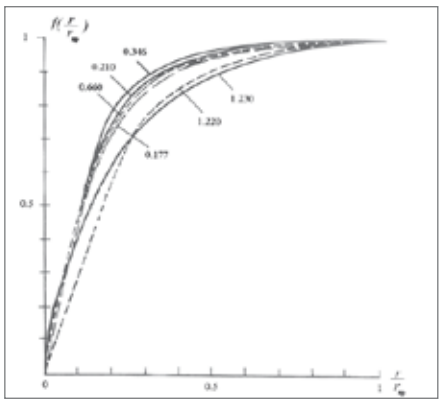


Рис.3 Изменение функции нормированной проницаемости по толщине зоны проникновения. Шифр кривых - коэффициент природной проницаемости пласта , мкм².

скважин, так и физическими процессами, происходящими при ее формировании. Поэтому задача прогнозирования продуктивности горизонтальной скважины и определения профиля притока флюида с учетом особенностей ОЗ является, безусловно, актуальной. В связи с этим в настоящей работе построена модель фильтрации флюида к горизонтальной скважине с техногенно-измененной ОЗ, с помощью которой получены зависимости поинтервальной продуктивности горизонтальной скважины и поинтервального «скин-фактора» от основных параметров ОЗ. Показано, что размер зоны загрязнения, продуктивность и «скин-фактор» существенно меняются вдоль ствола скважины.

Особенности формирования зоны проникновения бурового раствора в горизонтальных скважинах. В отличие от вертикальной скважины, зона проникновения бурового раствора в пласт вдоль ствола горизонтальный скважины имеет ряд характерных особенностей, отмеченных в ряде работ [3,5,9,10] В первую очередь стоит отметить длительное время взаимодействия ОЗ с фильтратом бурового раствора, уменьшающееся по направлению проходки во время бурения и приводящее к неравномерному распределению зоны проникновения вдоль ствола. В работах [1,2] зона проникновения бурового раствора вдоль ствола горизонтальной скважины моделировалась геометрически правильной конической поверхностью. Однако геофизические исследования в стволе горизонтальной скважины ряда месторождений показывают, что значительная протяженность горизонтальной скважины может приводить к существенным изменениям природных геолого-физических параметров пласта вдоль ствола скважины. На рис.1, в качестве примера, представлено распределение природной проницаемости пласта вдоль ствола одной из скважин месторождения в Северном море, полученное по данным каротажа во время бурения. Как видно из рис.1 высокопроницаемый пласт, охарактеризованный в вертикальных скважинах как однородный, вдоль горизонтального ствола демонстрирует сильную неоднородность по проницаемости с кратностью 2-3 порядка.

В работе [3] проведено численное моделирование формирования зоны проникновения вдоль горизонтальной скважины, вскрывшей зонально-неоднородный по проницаемости пласт и показано, что в высокопроницаемых зонах фильтрат бурового раствора проникает в пласт глубже, чем в низкопроницаемых, тем самым нарушается монотонность распределения зоны проникновения вдоль ствола. Поэтому модель конического изменения размера зоны проникновения вдоль ствола горизонтальной скважины является некорректной.

Для оценки изменения размера зоны проникновения фильтрата бурового раствора вдоль ствола горизонтальной скважины с учетом изменения фильтрационных свойств глинистой корки и переменной скорости проходки в настоящей работе использовались соотношения (1) и (2).

$$\tau_z = \int_z^L \frac{dz}{V(z)}$$

$$r_{пр}(z) = \sqrt{\frac{C\int_0^{\tau_z} \frac{e^{-B_z t}}{\sqrt{t}}\,dt}{\pi \cdot m(z)\cdot(1-S_{во}-S_{но})} + r_c^2} - r_c$$

где τ_z - время взаимодействия бурового раствора с породой коллектора в сечении *z* горизонтального ствола; *C* - размерная постоянная; B_z - эмпирический коэффициент, зависящий от фильтрационных параметров пласта и глинистой корки, величины репрессии на пласт; *m* - пористость; r_c - радиус скважины; $r_{пр}(z)$ - размер зоны проникновения в сечении *z*; $S_{во}$- остаточная водонасыщенность; $S_{но}$ - остаточная нефтенасыщенность; *V(z)* - скорость проходки при бурении; *L* - длина горизонтальной скважины.

На рис.2 представлено модельное распределение проницаемости и полученное по формуле (2) распределение размера зоны проникновения вдоль ствола горизонтальной скважины с учетом степенного закона изменения скорости проходки во время бурения. Видно, что интерференция различных факторов может приводить к существенно немонотонному профилю зоны проникновения вдоль ствола, т.е. к формированию зон с различной степенью ухудшения фильтрационных свойств.

Кроме того, в отличие от вертикальной скважины при формировании зоны проникновения вокруг горизонтальной скважины существенную роль играет сила гравитации и анизотропия коллектора, обуславливающие изменение геометрии зоны проникновения. Моделирование проникновения бурового раствора в анизотропных по проницаемости коллекторах показало, что зона загрязнения должна иметь эллиптическую форму, вытянутую по направлению наименьшего фильтрационного сопротивления [4]. В работах [5,6] показано, что вследствие гравитационной сегрегации в изотропных коллекторах из-за различной плотности бурового раствора и пластового флюида вокруг горизонтальной скважины также формируется ассиметричная зона загрязнения со сложной геометрией.

Формирование профиля проницаемости в околоскважинной зоне. Буровой раствор со взвешенными в нем кольматирующими частицами, проникая в ОЗ, меняет ее физические свойства (проницаемость, водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление и т.д.). Ранее ОЗ рассматривалась в виде области с постоянной измененной относительно природного пласта проницаемостью. Специальные керновые исследования [7] показали, что в ОЗ формируются сложные радиальные профили фильтрационных свойств. После вызова притока часть кольматирующих частиц выносится из пласта под действием приложенной депрессии при этом фильтрационные свойства коллектора частично восстанавливаются и формируется несколько отличный профиль проницаемости. В работе [7] показано, что нормированные профили проницаемости в прямом и обратном направлении прокачки бурового раствора $f(r/r_{пр})=(k(r/r_{пр})-k(r_c/r_{пр}))/(k_0-k(r_c/r_{пр}))$ идентичны и определяются общей для данного образца зависимостью (рис.3). Традиционно для количественного описания восстановления фильтрационных свойств используется постоянный коэффициент восстановления проницаемости *β*, равный отношению измененной проницаемости образца после вызова притока к проницаемости чистого образца k_0, а для количественной оценки поражения – коэффициент уменьшения проницаемости ►

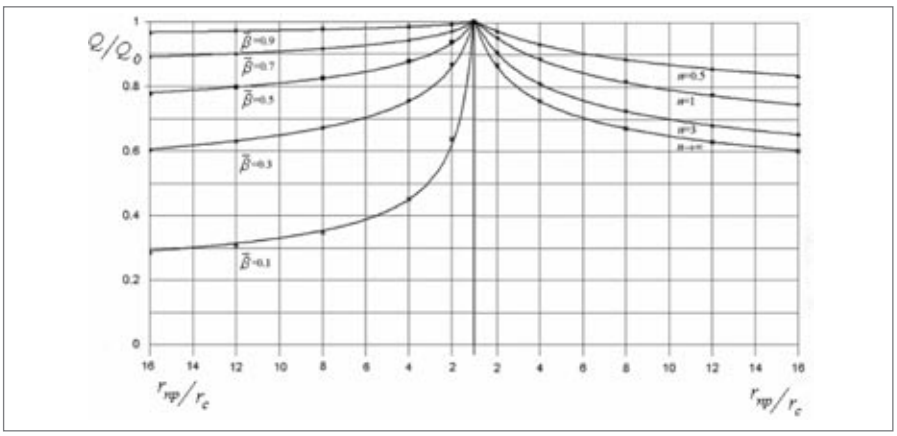


Рис.4 Зависимость дебита скважины от $r_{пр}/r_c$ при различных значениях $\bar{\beta}$ и различных видах функции $\beta(r_e)$.

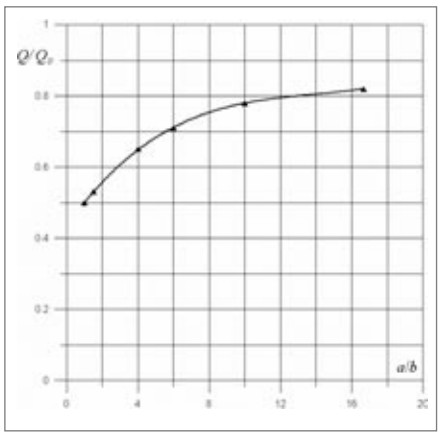


Рис.5 Влияние формы зоны загрязнения на дебит скважины (k_{01}/k_{02}=10).

γ, равный отношению проницаемости до вызова притока к k_0. Коэффициенты β и γ характеризуют степень поражения незначительных по размерам образцов керна и считаются величинами не зависящими от размеров образца. Однако как показывают специальные керновые исследования [3] коэффициенты восстановления $\beta(r/r_{пр})$ и уменьшения проницаемости $\gamma(r/r_{пр})$ зависят от расстояния до скважины. Тогда с помощью преобразования сдвига нормированного профиля проницаемости $f(r/r_{пр})$ их можно представить в виде:

$$\beta(r/r_{пр})=f(r/r_{пр}, \bar{\beta})$$

где $\bar{\beta}$, $\bar{\gamma}$ – коэффициенты восстановления и уменьшения проницаемости пласта в малом объема на границе скважины $(r \to r_c)$ Величина относительного восстановления проницаемости $\bar{\beta}/\bar{\gamma}$ на стенке скважины зависит от природной проницаемости коллектора, депрессионного/репрессионного режима промывки пласта буровым раствором и времени прямой и обратной промывки, поэтому так же может существенно меняться вдоль ствола горизонтальной скважины.

Таким образом, в результате бурения, заканчивания и освоения вокруг горизонтальной скважины образуется ОЗ со сложной геометрией и сложным распределением физических параметров, которые меняются по длине ствола. В связи с этим возникает вопрос о степени влияния вышеперечисленных особенностей ОЗ на распределение продуктивности вдоль горизонтальной скважины.

Математическая модель фильтрации флюида к горизонтальной скважине. Для определения степени влияния параметров ОЗ на дебит горизонтальной скважины предлагается математическая модель двумерного течения флюида к горизонтальной скважине единичной длины (длина скважины равна размеру пласта в направлении оси z). За основу принимается уравнение неразрывности для течения однофазного несжимаемого флюида с компонентами скорости, подчиняющимися закону Дарси,

$$\frac{\partial}{\partial x}(k_1(x,y)\frac{\partial p}{\partial x})+\frac{\partial}{\partial y}(k_2(x,y)\frac{\partial p}{\partial y})=0$$

и проницаемостью коллектора в ОЗ, являющейся функцией координат:

$$k_i(x,y) = k_{0i}\beta(x,y),$$

здесь k_{01} и k_{02} – коэффициенты проницаемости «чистого» коллектора в направлениях Ox и Oy соответственно.

Течение флюида рассматривается в прямоугольной области Ω:

$\{x\in[0, W], y\in[-H/2, H/2]\}$, где H – расстояние от подошвы до кровли пласта, W– расстояние от скважины до контура питания (предполагается симметрия относительно оси Oy). Скважина представлена круговым контуром $\partial\Omega_w$ радиуса r_c.

Дебит горизонтальной скважины на единицу длины рассчитывается как поток флюида через контур скважины или любой другой контур, охватывающий скважину.

Система граничных условий включает условия постоянства давления на контуре питания и на контуре скважины, а также условия непротекания на кровле и подошве пласта и на плоскости симметрии. На контуре зоны загрязнения $\partial\Omega$ должны выполняться условия непрерывности поля давления и нормальной компоненты скорости.

В общем случае горизонтальной скважины в пласте конечной мощности с произвольной зоной загрязнения аналитические решения поставленной задачи не известны. Поэтому для определения поля давления в области Ω и дебита скважины была реализована численная схема решения уравнения (3) с учетом равенства (4).

Моделирование зоны загрязнения. В случае круговой зоны загрязнения радиуса $r_{пр}$ зависимость коэффициента восстановления проницаемости $\beta(x,y)$ является радиальной, изолинии проницаемости при этом будут окружностями с общим центром в середине скважины. Приведенный радиус в этом случае определяется в виде $r_e = (r - r_c)/(r_{пр} - r_c)$. Как было сказано ранее, вследствие влияния сил гравитации и/или анизотропии коллектора форма контура зоны загрязнения может существенно отличаться от круговой. В этом случае контур зоны загрязнения принят эллиптическим с полуосями a и b в горизонтальном и вертикальном направлении соответственно. Приведенный радиус в этом случае определяется в виде:

$$r_e=\sqrt{(x/a)^2+(y/b)^2}$$

Зависимость коэффициента восстановления проницаемости $\beta(x,y)=\beta(r_e)$ в зоне загрязнения принята в виде степенной функции

$$\beta(r_e)=(1-\bar{\beta})\cdot r_e^n+\bar{\beta}\ ,\ 0\le r_e\le 1$$

с параметрами n (коэффициент, характеризующий вид нормированного профиля проницаемости) и $\bar{\beta}$ (коэффициент восстановления проницаемости на стенке скважины).

Влияние параметров ОЗ на дебит горизонтальной скважины. С помощью построенной численной модели была исследована зависимость дебита горизонтальной скважины единичной длины от профиля коэффициента восстановления $\beta(r_e)$ в зоне загрязнения. На рис. 4 представлены зависимости относительного дебита скважины Q/Q_0 (засоренный пласт/чистый) от размера круговой зоны загрязнения $r_{пр}$ (по отношению к радиусу скважины r_c << H) при различных значениях параметра n и при $\bar{\beta} = 0,3$. Видно, что при фиксированном $r_{пр}$ дебит скважины существенно зависит от вида функции $\beta(re)$. Также на рис. 4 представлены полученные численно зависимости относительного дебита скважины от $r_{пр}/r_c$ при различных значениях $\bar{\beta}$ для случая ступенчатого распределения $(n\to\infty)$ в круговой зоне загрязнения.

Для аналитической оценки дебита горизонтальной скважины на основе полученных нами численных данных и аналитического решения в случае чистого пласта, полученного в работе [8], предлагается следующая аппроксимационная зависимость производительности скважины единичной длины от размера круговой зоны загрязнения и параметра $\bar{\beta}$ при фиксированном значении депрессии Δp в случае круговой зоны загрязнения:

$$Q|_{r_{пр}=const}=\frac{Q_0}{1+0.1(\bar{\beta}^{-1}-1)\cdot\ln(r_{пр}/r_c)}=$$

$$\frac{4\pi k_0}{\mu\cdot\left[1+0.1(\bar{\beta}^{-1}-1)\cdot\ln(r_{пр}/r_c)\right]}\cdot\frac{\Delta p}{\ln\left[\frac{ch^2(\pi\frac{W}{H})-1}{ch^2(\pi\frac{r_c}{H})-1}\right]}$$

На рис.5 представлены результаты расчетов по определению дебита горизонтальной скважины с эллиптической зоной загрязнения при различном соотношении большой и малой полуосей a и b (при этом $a\cdot b = const$) в анизотропном пласте с соотношением проницаемостей $k_{01}/k_{02}=10$.

Из представленных графиков следует, что размер и форма зоны загрязнения наряду с величиной $\bar{\beta}$ и профилем коэффициента восстановления проницаемости $\beta(r_e)$ являются определяющими параметрами уменьшения дебита горизонтальной скважины.

Распределение дебита по стволу горизонтальной скважины. Как было показано ранее проницаемость и размер зоны загрязнения могут существенно меняться по стволу горизонтальной скважины, тем самым определяя и распределение ►

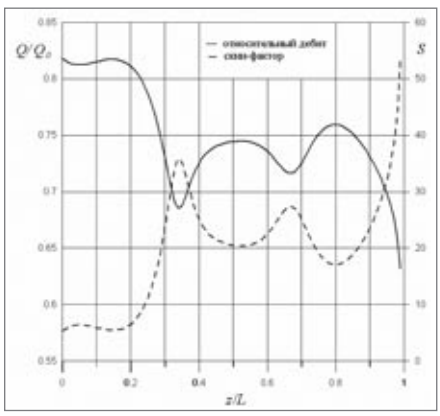


Рис.6 Распределение дебита и «скин-фактора» по длине горизонтальной скважины.

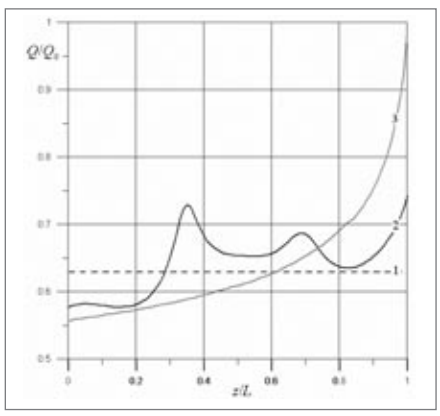


Рис.7 Сравнение профилей притока по длине ствола скважины для различных моделей зоны загрязнения.

поинтервального дебита и «скин-фактора», графики которых, полученные с помощью формул (2) и (6) в случае, когда скважина полностью вскрывает продуктивный пласт, представлены на рис.6.

Анализируя полученные распределения добывных характеристик, по стволу скважины можно выделить интервалы с минимальным значением дебита или с максимальным значением «скин-фактора», которые являются наиболее перспективными для проведения ГТМ.

Интегральные и средние добывные характеристики горизонтальной скважины являются мало информативными, давая общие представления о степени ухудшения фильтрационных свойств и поэтому могут быть использованы лишь при выборе скважины-кандидата для проведения ГТМ. Однако они не позволяют идентифицировать наиболее пораженные низкопродуктивные зоны.

На рис.7 представлены профили притока флюида к горизонтальной скважине для различных моделей зоны загрязнения (1 - цилиндрическая, 2 - полученная по формуле (2), 3 - коническая). Видно, что традиционная модель цилиндрической зоны проникновения дает постоянный профиль притока по всему горизонтальному стволу. В то время как модели, учитывающие изменение размера зоны проникновения вдоль ствола скважины, дают существенно отличные профили притока и демонстрируют проявление «техногенного» концевого эффекта вблизи забоя горизонтальной скважины ($z/L \to 1$), обусловленного минимальным поражением этого участка Поэтому использование упрощенных моделей *ОЗ* может приводить к существенным искажениям реального профиля притока флюида, создавая тем самым предпосылки для низкой эффективности проводимых ГТМ.

Заключение. На основе использованных математической и численной моделей стационарной фильтрации несжимаемого флюида к горизонтальной скважине в пласте конечной мощности исследовалось влияние параметров околоскважинной зоны на дебит и распределение профиля притока вдоль скважины. Основными параметрами околоскважинной зоны, обуславливающими снижение дебита скважины, являются размер и форма зоны загрязнения, значение коэффициента восстановления проницаемости на стенке скважины, профиль распределения относительной проницаемости. На основе численных данных построена аппроксимационная зависимость дебита скважины от размера зоны загрязнения и значения коэффициента восстановления проницаемости на стенке скважины. Исследована зависимость профиля притока флюида к скважине от распределения геолого-физических параметров. Показано, что использование упрощенных моделей околоскважинной зоны может приводить к существенным ошибкам при определении профиля притока.

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Frick T.P, Economides M.J. Horizontal well damage characterization and removal// SPE Report 21795, 1993.
2. Al-Taq A., Bazin B., Ding.D. Mud-induced damage in carbonate reservoirs: consequences on productivity of open-hole horizontal wells// SPE Report 94551, 2005.
3. Ding Y., Longeron D., Renard G., Audibert A. Modeling of both near-wellbore damage and natural cleanup of horizontal wells drilled with a water-based mud // SPE Report 73733, 2002.
4. Anderson B., Druskin V., Barber T. New Dimensions in Modeling Resistivity// Oilfield Review. 1997. P. 41.
5. В.В. Шелухин, И.Н. Ельцов. Особенности зон внедрения при бурении горизонтальных скважин // ПМТФ. 2004. Т.45. №6. с.72.
6. Н.Н. Михайлов Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. – М.: Недра, 1996. - 339 с.
7. Н.Н. Михайлов Изменение физических свойств горных пород в околоскважинной зоне. – М.: Недра, 1987. - 152 с.
8. В.А. Черных, В.В. Черных Математические модели горизонтальных и наклонных газовых скважин: М., 2008. - 460 с.
9. В.И. Крылов, Н.Н. Михайлов, Б.А. Никитин, А.Н. Гноевых Исследование влияния фильтрационных процессов на состояние околоскважинных зон горизонтальных скважин// Сборник трудов всероссийской научной конференции «Фундаментальные проблемы нефти и газа», Москва 1996, Т.3, с.20-33.
10. В.И. Крылов, Н.Н. Михайлов, А.Н. Гноевых Изменение состояния продуктивного пласта при вскрытие его горизонтальным стволом// Нефтяное хозяйство. 1999. №8. с.32. ■

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА
ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ: 2010 г.
Апекс

25-26 февраля, г. Усинск
Пятая специализированная выставка
«УСИНСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2010»
«УСИНСК. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»
Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

3-4 марта, г. Ухта
Шестая специализированная выставка
«УХТА. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2010»
«УХТА. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»
Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

25-26 февраля, г. Иркутск
Четвертая специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2010»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2010»
«ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»
Поддержка: Администрация Иркутской области

31 мая - 5 июня, г. Якутск
IX МЕЖДУНАРОДНЫЙ СИМПОЗИУМ ПО РАЗВИТИЮ ХОЛОДНЫХ РЕГИОНОВ ISCORD-2010
В рамках симпозиума международная выставка
«РАЗВИТИЕ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ-2010»
1-3 июня, г. Якутск
Поддержка: Правительство Республики Саха, Министерство строительства РС, Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС. Выставка включена в план республиканских мероприятий

Июнь, г. Новосибирск
Специализированная выставка-ярмарка
«СДЕЛАНО В РОССИИ»

15-16 сентября,
«ДНИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА (ДЭС) г. Новосибирск-Сургут-2010»
Организаторы: мэрия г. Новосибирска, при поддержке администрации Сибирского Федерального Округа и ТПП города Новосибирска, ТПП города Сургута и администрации города Сургута.

22-24 сентября, г. Оренбург
Тринадцатая специализированная выставка
«ОРЕНБУРГ. НЕФТЬ И ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ. ЭНЕРГО-2010»
«ОРЕНБУРГ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»
Поддержка: Союз промышленников и предпринимателей Оренбургской области, Администрация Оренбургской области

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

Если Вас заинтересовало наше предложение вы можете связаться с нами:
тел./факс: (383) 330-42-30, 330-76-16
e-mail: apeks@nov.net, apex-expo@list.ru

Апекс: Россия, 630090, Новосибирск, ул. Ильича, 10, к.211, 219
С более подробной информацией Вы можете познакомиться на нашем сайте:
www.apex-expo.net
Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

1 - 4 июня

2010

Баку, Азербайджан

www.caspianoilgas.ru

ufi Approved Event

17-я Азербайджанская международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

CASPIAN OIL & GAS

Официальная поддержка

Министерство промышленности и энергетики Азербайджанской Республики

SOCAR

Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики

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

ufi Approved Event

11 - 13 мая

2010

Узбекистан, Ташкент

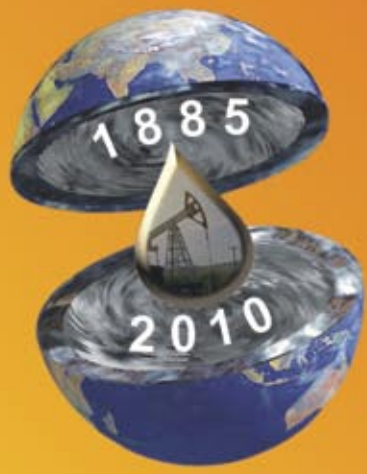
14-я Узбекистанская международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.ogu-expo.ru

OGU

125 ЛЕТ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В УЗБЕКИСТАНЕ



Официальная поддержка

UZBEKNEFTEGAZ

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

СТРУКТУРНО-ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ИМПУЛЬСНОЙ ЯМР-СПЕКТРОСКОПИЕЙ В ИССЛЕДОВАНИИ ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ РАЗЛИЧНОЙ ПРИРОДЫ

КЕМАЛОВ А.Ф., КЕМАЛОВ Р.А. МУЛЛАХМЕТОВ Н.Р., ГАЗИЗОВ Р.Р. ФАЙЗРАХМАНОВ А.Т.

Научно-технологический центр КГТУ «Природные битумы»

Казань
e-mail: kemalov@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
KEYWORDS:

Тяжелые нефтяные остатки, импульсная ЯМР-спектроскопия, битумы, парафины, физико-химические свойства, глубокая переработка, нефтяные дисперсные системы. Heavy oil residues, pulsed NMR- spectroscopy, bitumen, paraffins, Physicochemical characteristics, deep conversion, petroleum disperse systems

Согласно положениям физико-химической механики, разработанным акад. П.А. Ребиндером, правильное представление о структуре позволяет научно решать вопросы создания материала с заданными свойствами.
Возникает необходимость изучения структуры битумов в широком диапазоне соотношений его структурных компонентов и влияния на образование структур природы этих компонентов, в частности углеводородных, ассортимент которых среди остаточных продуктов нефтепереработки весьма разнообразен. В ранее проводимых работах отсутствуют какие-либо количественные характеристики УВ компонентов битумов, используя которые можно было бы заранее прогнозировать свойства битумов из различных нефтей.
Нет также сведений о пределах, в которых можно изменять свойства битумов путем регулирования качества УВ компонента битумов при различных соотношениях асфальтенов, смол и УВ.

According to positions of physicochemical mechanics, developed by academician P.A. Rebinder, correct understanding of the structure allows to solve competently issues of the creation a material with desired properties. There is a need to research the structure of bitumen over a wide range of ratios of its structural components and the influence to formation structures of nature of these components, particularly hydrocarbons, which assortment among the range of residual products of oil refinery is very diverse. In previously conducted works, there are no quantitative characteristics of hydrocarbon components of bitumen, using of which would be possible to predict in advance the properties of bitumen from different crude oils. There is also no information about limit, in which possible to change properties of bitumen by regulating quality hydrocarbon component of bitumen under different ratios asphaltenes, resins and hydrocarbons.

Ядерная магнитная релаксация (ЯМР) относится к числу современных инструментальных методов физикохимии и является фундаментальным свойством ядерного магнетизма, характеризующим динамику системы ядерных спинов в нефтяных дисперсных системах (НДС) /1-8/.

Открытие явления ЯМР в конденсированных средах позволило импульсной ЯМР-спектроскопии стать основой мощного метода исследования строения НДС и их свойств /1-14/.

В настоящее время трудно указать такую область естественных наук, где бы в той или иной степени не использовался импульсный ЯМР. Изучение движения молекул и атомов в твердых телах, жидкостях и газах, исследование реакций комплексообразования, химического обмена, сольватации и межмолекулярных взаимодействий в растворах, определение параметров электронного строения металлов и сплавов, изучение электрон-ядерных взаимодействий, строение и свойств молекул вот неполный перечень задач, доступных решению с использованием ЯМР-спектроскопии.

Импульсный метод ЯМР все шире находит свое применение в экспресс анализах нефтей и остаточных фракций /7-10/, особенно при оценке группового химического состава остаточного нефтяного сырья (ОНС) и битумов /8-11/. Этот метод, как подчеркивает в своих работах Р.З. Сафиева, позволяет оценивать тонкие эффекты взаимного превращения масел, смол и асфальтенов, не определяемые традиционной хроматографической методикой ВНИИНП адсорбционно-жидкостного разделения остаточных нефтепродуктов с применением экстрагентов из-за большого временного интервала между отобранными пробами.

Таким образом, метод импульсного ЯМР привлекает сегодня не только физиков и химиков, но и специалистов в области технологии, что обусловлено, в первую очередь, практической значимостью данных о ЯМР, процессы которой зависят от многих физико-химических свойств исследуемой системы и превосходно иллюстрируют динамические явления на молекулярном уровне.

Следует отметить, что изучение спектров ЯМР основано на резонирующей системе ядер, которые чрезвычайно чувствительны к магнитному окружению, где локальные магнитные поля вблизи резонирующего ядра зависят от внутри- и межмолекулярных эффектов. Это и определяет ценность ЯМР- спектроскопии для исследования строения и поведения многоэлектронных (молекулярных) систем.

Исследования НДС с помощью ЯМР-релаксометрии в первую очередь позволяют изучать температурное влияние на структурно-динамические состояния НДС на молекулярном уровне с последующим изменением термодинамических характеристик спин-спиновых составляющих НДС, таким образом, можем достоверно предположить структурные особенности НДС в целом.

Известно, что работа магнитного поля и переменных электромагнитных импульсов, действующих по методу Кара-Парсела-Мейбума-Гила (КПМГ), способствует возникновению в спиновой системе явления намагничивания ядер, вследствие чего они начинают прецессировать с определенной частотой амплитуд колебаний, т.е. увеличивается молекулярная подвижность парамагнитных ядер. Это явление выражается временем спин-спиновой релаксации T_{2i}.

В определенный момент времени, при постоянной температуре эксперимента (Тэксп) насыщение намагниченностью ядер фазы i достигает своей постоянной дискретности и происходит «обмен» ядерной намагниченностью с окружающими спиновыми системами.

Это способствует увеличению молекулярной подвижности наиболее активных звеньев исследуемой фазы. Регистрируемый «термодинамический отклик» (ТДО) соседних сложных структурных единиц (ССЕ), выражается сегментарной ►

Тип системы	Структурно-динамические характеристики системы	Степень ТДО в НДС
(I)	T_{2A} - малое значение	$T_{1A} = T_{2A}$ (или несколько выше)
	P_{2A} – высокое (порядка 80% масс.)	$P_{1A}>P_{2A}$ (до 40-50% масс.)
(II)	T_{2A} - высокие значения	$T_{1A} = T_{2A}$ (или несколько выше)
	P_{2A} – высокое (порядка 80% масс.)	$P_{1A} => P_{2A}$ (до 50-70% масс.)

Табл. 1 Структурно-динамические состояния НДС в начальный момент времени (Тэксп = tисх)

прецессией или амплитудами частот колебаний наиболее активных магнитных ядер и называется временем спин-решеточной релаксации T_{1i}.

Отметим, что в исследованиях импульсной ЯМР-спектроскопии спин-решеточной системой фазы i выступает совокупность спин-спиновых систем ∑i /10/.

Однако следует отметить тот факт, что на ТДО структурной единицы решетки должна накладываться ее собственная внутренняя прецессия магнитных ядер - характеризуемая T_{2i}. Это явление заключается в том, что исследуемая НДС находится под действием внешних сил – постоянного магнитного поля, переменных электромагнитных импульсов и $T_{эксп}$. Таким образом, наблюдается прямо пропорциональная зависимость между временами спин-спиновой и спин-решеточной релаксации ССЕ и НДС в целом.

В связи с этим наличие постоянного магнитного поля при изучении структурно-динамических параметров в тяжелых нефтяных остатках (ТНО) объясняется обязательным наличием равенства значений времен спин-спиновой релаксации T_{2i} у ССЕ, находящихся в одной из фаз. В противном случае действие переменного магнитного поля изменит ТДО за счет уменьшения T_{2i}, и в итоге величина T_{1i} будет стремиться к нулю (T_{1i}→0).

Основываясь приведенными рассуждениями, экстремумы ТДО в НДС будут наблюдаться у наиболее подвижных фаз А и В, т.е. $T_{1A} > T_{1B} > T_{1C}$.

Возможные структурно-динамические состояния НДС в начальный момент времени ($T_{эксп} = t_{исх} \approx 25\text{-}30^0C$)

Знания о структурно-динамических параметрах, состояниях термодинамической стабильности смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) в НДС позволяют ее охарактеризовать «экспресс анализом», т.е. используя данные ЯМР-релаксометрии исходного состояния нефтяной системы (времена релаксаций, населенностей протонов фаз, межпротонные расстояния и коэффициенты диффузии, а также расчетные термодинамические характеристики НДС – энергия активации, энтропия, энтальпия и т.д.) позволяют выдвигать теоретические предпосылки ее физико-химической, термодинамической активности при деструктивной термообработке.

Таким образом, основываясь значениями амплитуд частот термоколебаний магнитных ядер различных молекул, населенностей окружающих их протонов, можно установить тип сегментарного строения углеродной цепи молекулы.

Таблица 1 Структурно-динамические состояния НДС в начальный момент времени ($T_{эксп} = t_{исх}$)

Следует отметить, что трудности в определении степени замещенности, а также длины алифатической цепи фазы А в начальный момент времени объясняются ее «замороженным» состоянием. При высоких значениях времени релаксации и населенности протонов наиболее подвижной фазы А в спин-спиновой системе T_{2A} и P_{2A} (II), согласуя это с населенностью протонов водорода и временем релаксации спин-решеточной системы - P_{1A} и T_{1A}, где ТДО численно равен количеству протонов в спин-спиновой системе $P_{1A} \sim P_{2A}$ (либо незначительно ниже), строение заместителей фазы А можно охарактеризовать, с определенной долей вероятности, как короткоцепочное с высокой степенью разветвленности.

Наличие в алкильных углеродных цепях двойных связей можно определить из значений T_{2A} и P_{2A}, учитывая, что длина С=С связи (0,134 нм) меньше длины С-С (0,154 нм), а энергия связи δС=С (605 кДж/моль) больше δС-С (350 кДж/моль). Это обстоятельство подтверждается тем, что при увеличении количества С=С двойных связей, значения T_{2A} будут резко уменьшаться /1/ и, таким образом численные характеристики времени релаксации фазы А спин-спиновой системы T_{2A} будут близки к значениям времени релаксации менее подвижной фазы В спин-спиновой системы T_{2B}, в этом случае численность протонов фазы В - P_{2B} будет иметь сравнительно малые значения. Вместе с тем значения времени релаксации фазы А спин-решеточной системы - T_{1A} могут быть кратно ниже значений времени спин-спиновой системы T_{2A}, так как наличие двойных связей в ОНС способствует «упорядочиванию», т.е. проявляет склонность к дальнейшему межмолекулярному структурированию.

Согласно системе (I) в табл.1 можно сделать предположение, что за отклик P_{1A} ответственны наиболее активные замещенные алкильные цепи (преимущественно короткоцепочные, которыми могут быть метил-, этил заместители), но, учитывая малые значения T_{2A} T_{1A}, следует, что причиной отклика могут являться стерические затруднения углеродной цепи. Таким образом, основная сегментарность звеньев фазы А выражается длиноцепочным парафиновым характером.

Рассматривая ОНС как термодинамическую систему фаз А, В и С, необходимо отметить, что исходя из молекулярной подвижности и структурно-динамических параметров фаз, можно с большой долей уверенности предполагать строение их углеродных звеньев. Ранее было установлено, что в структурно-динамическом анализе (СДА) нефтяных дисперсных систем присутствуют фазы А, В и С, которые ввиду различного их содержания и молекулярной подвижности условно отнесены к маслам, смолам и асфальтенам соответственно.

В качестве исходного сырья процесса окисления исследовались на релаксометре ЯМР 08БК/РС, изготовляемого по ТУ 25-48-23764.0031-90, структурно-динамические состояния ОНС нафтено-ароматического - Карабашского НБЗ (гудрон-1) и парафинонафтенового - Елховского НПУ (гудрон-2) оснований при различных температурных режимах, физико-химические свойства которых представлены в табл.2. ►

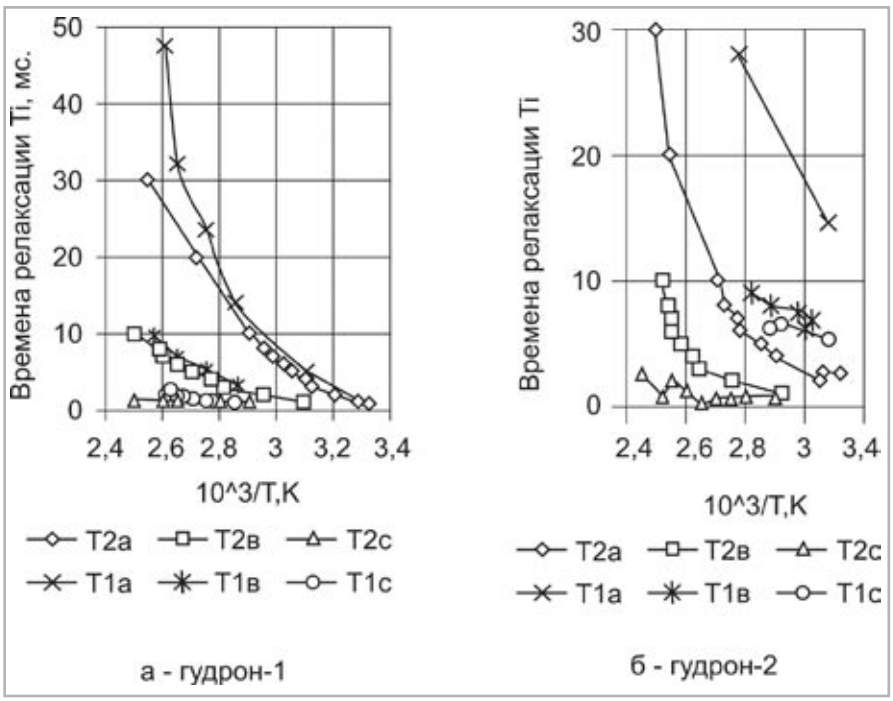


Рис. 1 - Температурные зависимости времен релаксации гудронов

Показатели	Гудрон-1	Гудрон-2
Плотность	0,9686	0,9878
Вязкость условная ВУ80	22,96	51,76
Содержание, % масс.		
САВ	18,25	28,23
Сера	0,492	0,887
Парафины	<2	до 10
Асфальтены/смолы	0,64	0,45

Табл. 2 – Физико-химические свойства гудронов

Для анализа гудронов использовались следующие режимы измерений: период запуска Т = 500 мс – 2 с, интервал между 900 и 1800 импульсами N = 5 – 1000, число накоплений n = 3 – 50. Время анализа не превышало 3 мин.

Значения энергий активации (ЕА) молекулярного движения в предположении соотношения Аррениуса для времен корреляции с = 0exp(EA/RT) получены с использованием формулы (1) /1/:

$$E_A = 19{,}13\left[T^{(1)}T^{(2)}/(T^{(2)}-T^{(1)})\lg\left(T_2^{(2)}/T_2^{(1)}\right)\right]$$

где $T^{(1)}$, $T^{(2)}$ – температуры, при которых определяются значения времен релаксации $T2^{(2)}$ и $T2^{(1)}$.При этом учитывается лишь внутримолекулярный вклад в релаксацию, обусловленный диполь-дипольными взаимодействиями от вращательной диффузии, который в обычно выполняющихся для НДС условиях высокотемпературного приближения $\omega_0 \ll 1$, для протонов со спином I = ½ записывается в виде:

$$T_{2BH}^{-1} = 3\gamma h^2 \tau_c / 2r^6$$

Огибающая спада сигналов спин-эхо, как гудронов, так и полученных на их основе окисленных битумов может быть разделена на несколько компонент i и описана формулой:

$$A = \sum A_{0i} \exp(-t/T_{2i})$$

Согласно рис.1 в гудронах наблюдается прямолинейная зависимость между температурой эксперимента ($T_{эксп}$) и временами релаксации T_{2i}, т.е. $10^3/T$ прямо пропорциональна T_{2i}, однако T_{2C} для гудрона-1 значительно отличается от T_{2C} для гудрона-2.

Первоначально на рис.1 можно обнаружить незначительные различия в молекулярной подвижности компонентов исследуемых гудронов, характеризуемые временами спин-спиновой релаксации T_{2i}. Однако более детальный анализ представленных экспериментальных данных показывает, что $T_{эксп}$, при которой проявляется фаза С, для каждого гудрона различна. Так для гудрона-1 это 72^{0}С, а для гудрона-2 – 49,6^{0}С.

Высокая $T_{эксп}$, при которой начинает проявляться наименее подвижная фаза С, объясняется стерическими затруднениями молекулярной структуры при ее движении, то есть можно предположить наличие более упорядоченной структуры молекул асфальтенов гудрона-2, чем в гудроне-1. Вместе с этим из рис.1а видно, что на всем интервале Тэксп у гудрона-1 не наблюдается резких изменений времени релаксации T_{2C}, что показывает термодинамическую стабильность ее структуры, на наш взгляд, состоящую преимущественно из звеньев (сегментов) полициклической нафтено-ароматической структуры с невысокой степенью замещенности алкильными цепями. При сравнительном анализе рис.1а видно, что при увеличении Тэксп выше 60 ^{0}С отчетливо проявляется молекулярная подвижность замещенных звеньев фазы С; однако, если фаза С в гудроне-1, который при 72^{0}С переходит в ньютоновскую жидкость, характеризуется временем T_2, которая напоминает «дрожание», то есть прецессии парамагнитных ядер с незначительной амплитудой частот колебаний, то в гудроне-2 при $T_{эксп}$ выше 60^{0}С фаза С характеризуется термодинамической нестабильностью, то есть ССЕ при изменении внешних условий (увеличение Тэксп) не стремится к термодинамическому равновесию – к минимуму энергии взаимодействия. Это может быть вызвано как строением самой дисперсной фазы, так и степенью замещенности, разветвленностью и длиной цепи заместителей. По нашему мнению, характер замещения фазы С выражен длинными алкильными цепями с малой степенью разветвления, что полагаем, объясняется значениями населенностей протонов P_{2C} (рис.3), где показана невысокая концентрация в гудроне-1 фазы С (в пределах 20% мас.). Таким образом, из сравнительного анализа значений времени релаксации и населенности протонов водорода фазы С - P_{2C} и T_{2C} в гудроне-2 и гудроне-1 можно судить о наличии малой степени ароматичности и большого содержания парафино-нафтеновых структур.

На основе зависимостей T_{2A} и T_{2B} от $10^3/T$ отмечаем, что время T_{2A} для гудрона-2 составляет 2,5 мс, что заметно превышает время Т2А гудрона-10,65 мс. Вместе с этим Тэксп, при которой проявляется наиболее подвижная фаза А, для гудрона-1 составило 28,2^{0}С и оказалось соответственно меньше, чем для гудрона-2 и составило 31,8^{0}С. Также следует отметить, что при одинаковых Тэксп $10^3/T$ для обоих гудронов – 3,28К наблюдаются различные времена релаксации T_{2A}. Так для гудрона-1 это 1 мс, а для гудрона-2 составляет 2,5 мс. Следует отметить, что при 72^{0}С>Т>-55 ^{0}С T_{2A} для гудрона-1 больше, чем для гудрона-2 в среднем на 8% мас. Однако при Т>72^{0}С наблюдается обратная зависимость, объясняемая наличием фазовых переходов (ФП), связанных со структурно-динамической перестройкой молекулярной морфологии. Таким образом, можно заключить, что наиболее подвижная фаза А гудрона-2 характеризуется длинноцепочными парафиновыми звеньями, а гудрона-1 – преимущественно короткоцепочными алифатическими звеньями, являющиеся структурными сегментами более высокомолекулярной части дисперсионной среды и соответственно наименее подвижной – смол, характеризуемых временем релаксации T_{2B}.

Основываясь на экспериментальных данных молекулярной подвижности фазы В можно отметить, что на всем интервале $10^3/T$ время релаксации T_{2B} для гудрона-1 меньше, чем для гудрона-2. Этот факт служит характеристикой химического строения фазы В исследуемых ОНС, которая, как мы считаем, в гудроне-1 состоит ►

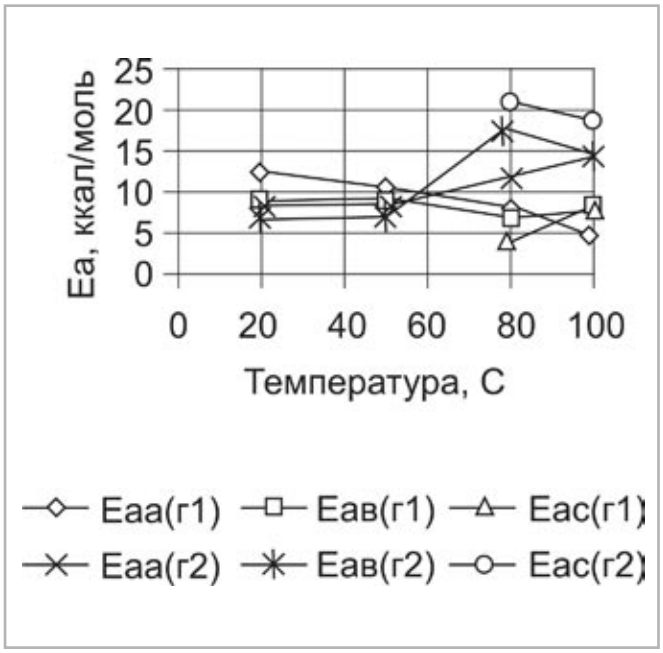


Рис. 2 – Зависимость энергии активации от температуры

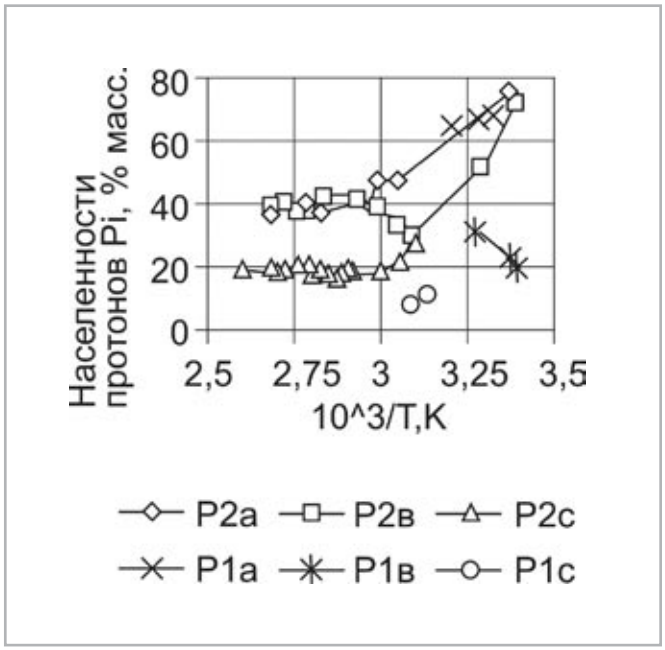


Рис. 3 – Температурная зависимость населенностей протонов фаз в гудроне-2

преимущественно из полициклических нафтено-ароматических структур, при этом фаза В в гудроне-2 характеризуется в основном полициклическими парафино-нафтеновыми структурами, что также подтверждается значениями времен спин-решеточной релаксации T_{1i} (рис.3) и населенностей протонов P_{1i} (рис.3).

Исследования наиболее подвижных фаз А и В - P_{2A} и P_{2B} показывают симбатность графических зависимостей (рис.3). В начальный момент времени измерения в интервале $T_{эксп}$ - $10^3/T$ 3,13–3,165К P_{2A} у гудрона-2 (≈47,5%мас.) значительно превышает значения населенностей протонов гудрона-1 (≈62%мас.), при этом наблюдаемое скачкообразное изменение P_{2A} гудрона-2, стабилизирующееся при температуре 55^{0}С до 50%мас., изменяется в дальнейшем в незначительной степени в пределах 40%мас.

При сравнительном анализе времен спин-спиновой релаксации T_{2A}, В и населенности протонов P2A,B для гудрона-1 наблюдается явление, когда при температурах $10^3/T$ 3,28К и 3,09К соответственно в момент времени T_2 для фаз А и В – населенности протонов обнаруживаются при $T_{эксп}$ $10^3/T$ 3,165К и 2,96К. Этот факт можно объяснить исходя из того, что при заданной Тэксп внутримолекулярному движению подвержены только некоторые, наиболее подвижные, сегменты молекул фаз.

Таким образом, при рассмотрении изменений населенностей протонов P_{2C} (рис.4) можно предположить, что фаза С гудрона-1 представлена полициклической нафтено-ароматической структурой, а в связи с тем, что на рис.4а P_{2C} характеризуется термодинамической нестабильностью, в отличие от P_{2C} гудрона-2 (рис.3), выражающейся экстремумами зависимости P_{2C} от $10^3/T$, то можно предположить наличие высокого химического сродства фазы С с компонентами смол.

Соизмеряя величину термодинамического «отклика», то есть отношения времен T_{1i} к населенностям протонов решетки P_{1i}, со значениями времен спин-решеточной релаксации T_{1i}, населенностей протонов P_{1i} у исследуемых ОНС, а, также учитывая энергии активации (ЕА), можно охарактеризовать сегментарную термодинамическую активность элементов решетки, вместе с этим с помощью величин P_{1i} можно дать оценку степени упорядоченности спин-решеточной системы. При этом, предварительно изучив с помощью T_{2i} и P_{2i} спин-спиновую систему магнитных ядер ТНО, исследование параметров T_{1i} и P_{1i} может выявить количественное распределение фаз в спин-решеточной системе.

В связи с этим, графические зависимости для гудрона-1 времен спин-решеточной релаксации T_{1i} находятся в плоскопараллельном направлении согласно зависимостям спин-спиновой релаксации T_{2i} (рис.1), также как и населенности протонов P_{1i} лежат параллельно друг другу. Наличие экстремумов (рис.4б) для P_{1A} и P_{1C} объясняется наличием ФП. Увеличение времени T_{1C} в интервале температур 2,6–2,75 К может являться также причиной наличия ФП, связанного со структурно-динамической перестройкой молекулярной морфологии, а также вовлечения в молекулярную подвижность фазы С некоторых структурных звеньев молекул смол, проявляющих наибольшее к ней химическое сродство.

Анализ рис.2 – зависимости значений энергии активации от температуры нагрева гудронов, подтверждает предпосылки о возможном химическом строении компонентов в ССЕ гудронов. Так из рис.2 видно, что при низких Тэксп энергии активации в гудроне-1 выше, а при более высоких значениях ниже, чем в гудроне-2. При этом максимальные значения E_A близки к значениям, характерным для потенциальных барьеров при стерических затруднениях молекулярного движения длинноцепочных полимеров типа полиэтилена с $E_{Апол}$≈12-14 ккал/моль /11/. Поведение E_A для гудрона-2 в зависимости от Тэксп характеризуется при низких $T_{эксп}$ «замороженным» состоянием сегментов длинных алифатических цепей и высокой подвижностью концевых и боковых цепей, а при высоких $T_{эксп}$ – стерическими затруднениями молекулярной сегментальной подвижности.

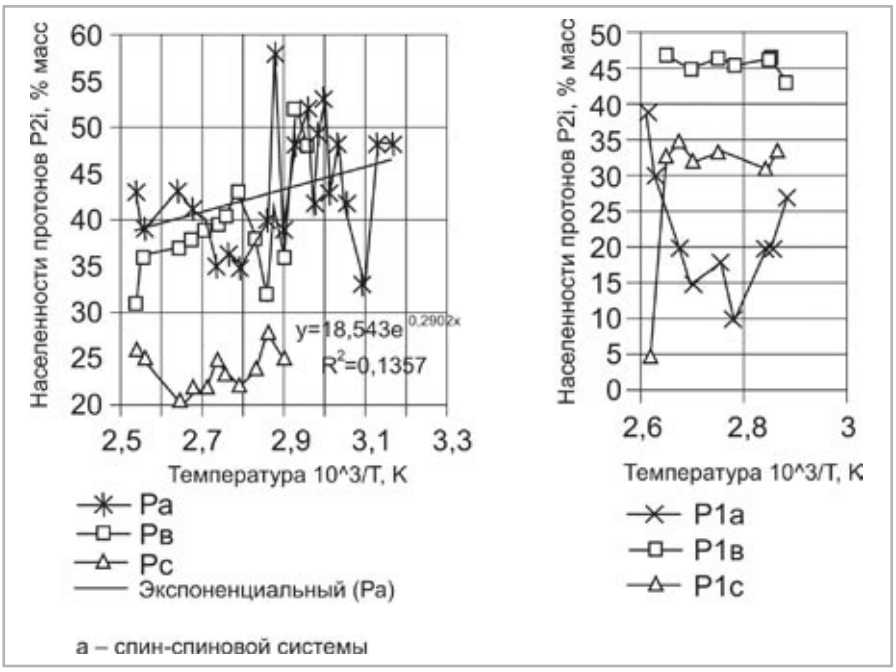


Рис.4 - Зависимость населенностей протонов фаз Pi гудрона-1 от температуры

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Вашман А.А., Пронин И.С. Ядерная магнитная релаксация и ее применение в химической физике. М.: Наука, 1979, 236 с.
2. Воронцов В.К. Ядерный магнитный резонанс. Соросовский образовательный журнал №10, 1996.
3. Керингтон А., Мак-Лечлан Э. Магнитный резонанс и его применение в химии. М.:, 1970. 447с.
4. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. М.: Техника, 2000. – 335с.
5. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. М.: Химия, 1998. – 448с.
6. Кемалов, А.Ф. Научно-практические основы физико- химической механики и статистического анализа дисперсных систем (учебное пособие)/ А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов. – Казань: КГТУ. 2008.-472 с/264с.
7. Кемалов Р.А. Модифицированные специальные битумы и лакокрасочные материалы на их основе: Автореф.дисс.канд.тех.наук.-Казань, 2003, 20с.
8. Кемалов А.Ф. Интенсификация производства окисленных битумов и модифицированные битумные материалы на их основе: Автореф.дисс. докт.тех.наук.-Казань, 2005, 42 с.
9. Кемалов А.Ф., Прокопьев В.П. // В сб. тр. междунар. конф. «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». Казань, ИОФХ КНЦ РАН, 4-8 октября 1994. Т5. с.1608-1610.
10. Кемалов А.Ф. и др. Связь между ЯМР параметрами и эксплуатационными характеристиками битумов // Химия и технология топлив и масел. – 1999. - №2. – с.37.
11. А.с. СССР №1583823 «Способ определения группового состава нефтяных остатков» / Кемалов А.Ф., Фахрутдинов Р.З., Прокопьев В.П. и др. // Бюлл. изобр. – 1990. - № 29
12. Кемалов А.Ф и др. Динамика структурного упорядочения в нефтяных остатках и наполненном углеродом полиэтилена. Международная научно-практическая конференция «Нефть и газ – 99». Казань 1999, Т2, с.362-367.
13. Прокопьев В.П. и др. Исследование импульсным методом ЯМР процесса структурирования полиэтилена. Высокомолекулярные соединения.- 1984, Т.XXVIБ., с.115. ■

ОАО «Красногвардейский крановый завод»

Грузоподъемное оборудование:

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

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

Вентиляторное оборудование:

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

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

Решение задач **НЕФТЕХИМИИ** на аналитическом комплексе «СПЕКТРОСКАН»

СПЕКТРОМЕТР рентгеновский кристалл дифракционный «СПЕКТРОСКАН МАКС-GV» /комплектация **SW**/

- Спектрометр позволяет определять качество топлив на соответствие ГОСТ Р 51866-2002 (EN 228-04), ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590-04), ISO 20884:2004, ASTM 2622-03 (содержание серы), определение хлорорганических соединений (ГОСТ 52247-2004, ASTM D 4929-99), определение металлов в нефти и нефтепродуктах: Pb, Zn, Ni, Mn, V, Fe, решение многих других сопутствующих задач.

Анализатор содержания серы в нефти и нефтепродуктах «СПЕКТРОСКАН SL»

- Рентгенофлуоресцентный энергодисперсионный анализатор предназначен для определеня массовой доли серы в нефти и нефтепродуктах, начиная от 7ppm. Реализует методы ГОСТ Р 51866-2002 (EN 228-04), ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590-04), ISO 20847:2004, ГОСТ 51947-02, ASTM D 4294-03, ISO 8754-2003»

тел.: (812) 325-8183
факс: (812) 325-8503
www.spectron.ru

РФ, 190103, Санкт-Петербург,
ул. Циолковского, д. 10А, а/я 214
e-mail: to@spectron.ru

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

WIWA-техника горячего распыления для защиты трубопроводов

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

• надежное в эксплуатации;
• простое в обслуживании.

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

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

Обогреваемые шланги раздельной подачи компонентов с циркуляцией.

Выносной смесительный блок – пневматического управления.

Система промывки (очистки).

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

• WIWADUOMIX 230

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

• WIWA DUOMIX 300 И 333

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

Технические характеристики

Соотношение смешивания.....от 1:1 до 8:1

Подача за ДХ.....до 700 см^3

Усиление.....до 85:1

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

WIWA-ТЕХНИКА ДЛЯ ОГНЕЗАЩИТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ, ТРУБОПРОВОДОВ ►

Duomix 300

Duomix 333

Duomix 230

• DUOMIX 333 PFP

WIWA 2К-распылительная установка класса высочайшей производительности

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

В результате сотрудничества с ведущими производителями огнезащитных материалов компания Wiwa разработала и оптимизировала высокопроизводительные и надежные 2К-установки специально для нанесения таких покрытий.

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

Технические характеристики

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

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

• FLEXIMIXII

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

Технические характеристики

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

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

Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (Москва) реализовала в Республике Башкортостан инвестиционный проект по строительству крупнейшего в Европе трансформаторного завода. За последние 30 лет строительство промышленных предприятий такого масштаба на территории России и стран СНГ не велось. Новое предприятие обеспечит рабочими местами более двух тысяч человек и существенно увеличит поступления в региональный бюджет и в социальные фонды.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПРОРЫВ

Строительство современного завода по выпуску силовых и распределительных трансформаторов было начато в Уфе в конце 2005 года. Первый камень в фундамент нового завода был заложен Президентом Республики Башкортостан Муртазой Рахимовым и генеральным директором ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» Леонидом Макаревичем. В начале 2006 года на месте строительства были вбиты первые сваи, а уже в 2009-м получено разрешение Инспекции государственного строительного надзора Республики Башкортостан на ввод в эксплуатацию Уфимского трансформаторного завода. В настоящее время на предприятии ведутся работы по отладке первой производственной линии будущего промышленного гиганта.

Башкортостан выбран местом размещения современного трансформаторного производства не случайно. Площадка для строительства нового предприятия выбиралась с точки зрения логистики, распределения производственных сил, развития региональной промышленности и социальной значимости для региона. Республика Башкортостан динамично развивается, обладает высоким инвестиционным рейтингом, а также является социально и политически устойчивым субъектом с огромным научно-техническим и промышленным потенциалом. Все эти факторы оказались решающими для реализации в регионе масштабного инвестиционного проекта.

Инвестиции ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» в строительство завода по выпуску силовых и распределительных трансформаторов превысили пять миллиардов рублей. Ввод в эксплуатацию современного трансформаторного производства позволяет создать новый энергомашиностроительный комплекс, не имеющий аналогов в России, а также обеспечить рабочими местами более двух тысяч человек.

Велика и социальная значимость проекта. Компания предлагает постоянную работу, достойную заработную плату и гарантированные льготы в полном соответствии с Трудовым кодексом РФ. На новом предприятии действуют современная столовая, прачечная по стирке спецодежды, зона отдыха, стол продуктовых заказов. В распоряжении сотрудников завода – просторные и удобные раздевалки, спортивный и конференц-зал. Расчет оплаты труда, как и авансирование питания в столовой, производятся через электронные карточки. Решен вопрос и о доставке персонала на работу. Помимо этого, компания обеспечивает обучение и повышение квалификации сотрудников на всех ступенях карьерного роста. На заводе оборудован собственный Центр обучения персонала, где рабочий может не только обучиться основам профессии, но и получить хорошие практические навыки, переняв опыт ведущих специалистов отрасли на предприятиях «Электрозавода» в Москве и Запорожье. В настоящий момент значительная часть штата нового завода уже сформирована, но поиск специалистов продолжается: еще есть вакансии как для топ-менеджеров и конструкторов-технологов, так и для рабочих.

Трансформаторный завод оснащен современным производственным оборудованием ведущих мировых фирм. При выборе данного оборудования имело значение всё – и технические характеристики, и соответствие экологическим нормам, и параметры безопасности труда. В производство внедрены прогрессивные и экологически чистые технологии, многие из которых недавно начали применяться мировыми производителями и до сих пор в России не использовались. На заводе действует новейшая компьютерная система управления производством – начиная от разработки конструкторской документации и заканчивая отгрузкой и сервисным обслуживанием выпущенных изделий. ►

Рис 1.

Конструкторско-технологические подразделения оснащены современными системами проектирования. Базирующийся на существующем опыте, а также на фундаментальных и прикладных разработках научных институтов Республики Башкортостан и других регионов России, новый комплекс обеспечит выпуск продукции на уровне мировых стандартов.

Производственные мощности нового предприятия превысят 27 миллионов киловольт-ампер в год. Завод будет выпускать широкую гамму силовых трансформаторов напряжением до 220 кВ включительно и мощностью до 200 МВА. Помимо этого, на заводе организовано производство распределительных трансформаторов мощностью до 1600 кВА, напряжением до 35 кВ. В отдельном корпусе предприятия разместится производственная база нового завода по выпуску современного коммутационного оборудования.

С вводом в эксплуатацию нового энергомашиностроительного комплекса существенно увеличиваются налоговые поступления в республиканский бюджет и в социальные фонды. Наконец, исследовательскую базу новых производств сможет использовать региональная фундаментальная и прикладная наука.

«ЭЛЕКТРОЗАВОД» вдохнул новую жизнь еще в одно электротехническое предприятие региона, производящее современное коммутационное оборудование, - Уфимский завод «Электроаппарат». Завод выпускает вакуумные выключатели на 6-10 кВ и разъединители на 35 и 110 кВ, комплектные распределительные устройства на 10 и 20 кВ и различные комплектующие. Предприятие сегодня является единственным на территории России производителем ячеек КРУ 20 кВ. В модернизацию завода инвестированы значительные средства. Сейчас на предприятии без остановки производства ведется широкомасштабная реконструкция, монтируется новое уникальное оборудование, автоматизированные технологические линии, осваиваются новые технологические процессы.

Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» ведущий мировой производитель, с многолетним опытом разработок и изготовления разнообразного трансформаторного, реакторного и коммутационного электрооборудования. В составе компании четыре электротехнических завода, собственные проектные и научно-исследовательские институты, инжиниринговые и сервисные центры с базами в Москве, Уфе и Запорожье (Украина).

Предприятия компании производят более 3,5 тысяч наименований энергетического оборудования, компания активно участвует в строительстве и реконструкции объектов Федеральной сетевой компании, концерна «Росэнергоатом», региональных энергетических систем, промышленных предприятий, оборонного комплекса и объектов жилищно-коммунального хозяйства. География поставок оборудования марки «ЭЛЕКТРОЗАВОД» насчитывает более 60 стран мира и охватывает все регионы России.

Инновационные проекты компании не ограничиваются только модернизацией производственных мощностей и строительством новых, так сказать, развитием вширь. За последние годы компанией был создан ряд совместных предприятий с ведущими мировыми производителями электротехнической продукции. Так, совместно с компанией «Москабельмет» создано предприятие по производству транспонированных и эмалированных проводов. В работе СП применяются новейшие технологии и современное оборудование, которое позволяет выпускать продукцию, не имеющую аналогов в России.

В результате ввода новых мощностей в Москве, Уфе и Запорожье Холдинговая компания «ЭЛЕКТРОЗАВОД» располагает производственными мощностями и техническими возможностями для выполнения любого объема заказов от энергетиков и других отраслей российской экономики, закрывая весь требуемый номенклатурный ряд трансформаторного, реакторного и коммутационного оборудования.

Пуск новых производственных мощностей – ещё один серьезный шаг на пути к реализации программы импортозамещения, провозглашенной Президентом и Правительством Российской Федерации. Компания и в дальнейшем намерены содействовать успешному выполнению масштабных проектов, направленных на развитие энергетической мощи нашего государства, предлагая энергетикам инновационные разработки в конструировании и производстве современного высокотехнологического энергетического оборудования. ■

ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»
Россия, 107023, Москва,
Электрозаводская ул., 21
т. (495) 777-82-26
ф. (495) 777-82-11
e-mail: info@elektrozavod.ru
www.elektrozavod.ru

Рис 2.

6 – 8 апреля

2010

9-я Северо-Каспийская
региональная выставка

АТЫРАУ НЕФТЬ И ГАЗ

www.oil-gas.kz

ATYRAU
OIL & GAS

Организаторы:

ITE GROUP PLC

Iteca

GIMA

ITE (Лондон)
Тел.: +44 (0)20 7596 5000; Факс:+ 44 (0)20 7596 5106;
oilgas@ite-exhibitions.com

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

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

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

Казахстан, Атырау
Спорткомплекс "Атырау"

ПОЧЕМУ НЕ КАБЕЛЬ ПО ГОСТ 1508-78?

Д. ХВОСТОВ генеральный директор ЗАО «СИМПЭК» г. Санкт-Петербург e-mail: period_do@bk.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Кабель контрольный, кабель для промышленной автоматизации, взрывоопасные среды

Очень часто, при обсуждении с проектировщиками систем автоматизации для промышленных предприятий, в особенности объектов, обремененных взрывоопасностью, звучит резонный вопрос:

- почему необходимо применять Ваши специализированные и заметно более дорогие кабели для КИП и А, а не традиционные контрольные, выпускаемые многие десятилетия по ГОСТ 1508-78?

Попробуем ответить на этот вопрос максимально доказательно, т.е. с обязательной ссылкой на действующие нормативы.

- Необходимость применения во взрывоопасных зонах именно кабелей с многопроволочной жилой, а не однопроволочной, при той же площади поперечного сечения, следует из существенно большей механической прочности многопроволочной жилы на разрыв и существенно большей стойкости к многочисленным перегибам и вибронагрузкам в сравнении с одногопроволочной жилой. В частности, для искробезопасных цепей стойкость на растяжение кабеля регламентируется п.п.10.13.1. ГОСТ Р 51330.10-99. Этому требованию не соответствует требование на кабель, содержащееся в п.п.6.7. ГОСТ 1508-78. Кроме того, высокая жесткость и упругость однопроволочной жилы приводит к увеличению вероятности замыканий между проводниками, в случае самопроизвольного высвобождения из винтового или аналогичного зажима. Для однопроволочной жилы, при прочих равных условиях, проще разрыв или перелом. А для жилы, находящейся под электрическим напряжением, это приводит к искре, поджигающей взрывоопасную смесь. Помимо этого, высокая жесткость и упругость однопроволочной жилы приводит к увеличению жесткости кабеля и, как следствие, к увеличению радиуса изгиба кабеля. В ГОСТ Р 513-30.13-99, ГОСТ Р 52350.14-2006, ГОСТ Р МЭК 60079-14-2009 предусмотрено применение гибких кабелей и кабелей для переносного или передвижного электрооборудования. Для этих случаев применение традиционных контрольных кабелей, соответствующих ГОСТ 1508-78, в принципе невозможно, из-за отсутствия конструкций с гибкой жилой.

- В ГОСТ 1508-78 нет слов о необходимости выпуска и применения для подключения искробезопасного оборудования кабелей с экранированными группами (парами, тройками), и таких кабелей, где между соседними и вообще между всеми экранами нет электрического контакта. Однако такое требование содержится в нормативах по взрывобезопасности ГОСТ Р 51330.13-99 и ГОСТ Р 52350.14-06 (п.п. 12.2.2.1., 12.2.2.3., 12.2.2.7.). Более того, в этих нормативах содержится и величина испытательного напряжения для такой междуэкранной изоляции искробезопасных кабелей. Испытательное напряжение между изолированными экранами - не менее 500В переменного тока 50Гц или 750В постоянного. Конечно, согласно ПУЭ и перечисленных ГОСТ Р 51330.13-99 и ГОСТ Р 52350.14-06 кабель для искробезопасных цепей должен имеет соответствующий цвет (голубой или синий). Об этом также нет слов в ГОСТ 1508-78.

- Электрическая ёмкость (С), индуктивность (L) и сопротивление цепи (R), выполненной из двух соседних проводников в паре, тройке, проводнике и в экране, так же в любых комбинациях соседних проводников должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51330.13-99 п.п. 12.2.2.2., 12.2.5., 12.2.5.1.. В п.п. 12.2.2.2 с) ГОСТ Р МЭК 60079-14-2009 верхние границы электрических параметров кабелей конкретизированы - 200 пФ/м или 1 мкГн/м, или 30 мкГн/Ом, где в соединении задействованы 2 или 3 жилы монтажного кабеля обычной конструкции (с экраном или без). В ГОСТ Р МЭК 60079-27-2008 в п.п. 5.1 определено, что кабель, используемый в искробезопасной системе полевой шины, должен иметь сопротивление цепи - от 15 до 150 Ом/км; индуктивность цепи - от 0,4 до 1 мГн/км; - емкость цепи - от 45 до 200 нФ/км; В ГОСТ 1508-78 на контрольные кабели эти величины не нормируются. Кроме того, предусмотренный п.п. 2.14. ГОСТ 1508-78, уровень допустимого сопротивления изоляции, 10 МОм - для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией сечением жилы 0,75-1,5 мм^2 соответствует только управляющим низкочастотным цепям, допускающим значительные утечки. Последнее определяет, почему кабели контрольные согласно ГОСТ 1508-78 должны применяться для цепей переменного тока с частотой не более 100Гц.

- В ГОСТ 1508-78 (п.п. 4.5., 2.11а) не предусматривается наличие контрольных кабелей с повышенной огнестойкостью (ГОСТ Р МЭК 60331-25-2003) и пожаробезопасностью (ГОСТ Р МЭК 60332-3-22-2005), в том числе с низким выделением дыма, что не соответствует ни требованиям Федерального закона Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», ни ГОСТ Р 53315-2009 КАБЕЛЬНЫЕ ИЗДЕЛИЯ. ТРЕБОВАНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.

- ГОСТ 1508-78 не предусматривает регулярную скрутку жил в пару и тройку. Под регулярной подразумевается однонаправленная (по или против часовой стрелки на протяжении всего кабеля) скрутка с постоянным шагом. В контрольных кабелях часто производителями, ссылаясь на п.п. 2.3. ГОСТ 1508-78, применяется реверсивная скрутка или даже сердечник без скрутки. Однако, для защищенности от внешних электромагнитных помех при передаче по кабелю аналоговых или цифровых сигналов нельзя обойтись без регулярной скрутки, несмотря даже на наличие экрана. В ГОСТ 1508-78 вообще предусмотрено количество жил, только начиная с 4.

- Применение контрольного кабеля, изготовленного по ГОСТ 1508-78 для измерительных цепей 4-20 мА с наложенным частотным сигналом протокола HART, не говоря уже о передаче данных для интерфейсов Foundation™ Fieldbus, TIA/EIA-485 (RS-485) и др., определяемых, стандартом IEC 61158-2, невозможно в связи с отсутствием в конструкции контрольных кабелей, изготовленных по ГОСТ 1508-78, витой пары. Это несмотря на то, что даже ГОСТ Р ИСО 8482-93 (в части требований к «токовой петле 4-20мА») предусмотрена витая пара.

Приведенные аргументы не претендуют на полноту и статус абсолютной истины, но будут полезны при общении с проектными организациями, выполняющими проекты строительства новых и реконструкции действующих нефтегазовых и нефтехимических объектов, метрологическими службами соответствующих предприятий и тому подобных организаций и служб. ■

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
и технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи пластов для малоэффективных месторождений с высоковязкой нефтью

В.И. МАЛЫХИН
Р.Ш. ТАХАУТДИНОВ
М.Р. ЯКУБОВ

Управляющая компания «Шешмаойл»
Управляющая компания «Шешмаойл»
Учреждение Российской академии наук
Институт органической и физической химии
им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН

Альметьевск
e-mail: sheshmaoil@tatais.ru

V.I. MALIKHIN
R.SH. TAKHAUTDINOV
M.R. YAKUBOV

«Sheshmaoil» Management Company LLC
«Sheshmaoil» Management Company LLC
Institute of Organic and Physical Chemistry,
Kazan Scientific Centre, Russian Academy
of Sciences

Almetevsk
yakubovmr@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
KEYWORDS:

Нефть, АСПО, растворители, композиции, технологии, ПНП, низкое пластовое давление, карбонатный коллектор. Oil, ARPD, solvents, compositions, technologies, EOR, low formation pressure, carbonate reservoir

В результате лабораторных исследований и опытно-промысловых испытаний выявлены наиболее эффективные комбинированные методы физико-химического воздействия для интенсификации добычи высоковязких нефтей из низкопроницаемых терригенных и карбонатных коллекторов с низким пластовым давлением. Разработаны композиционные химические составы и ряд технологий на их основе, которые успешно применяются на месторождениях Татарстана.

As a result of laboratory studies and experienced-commercial test are revealled the most efficient multifunction methods physic-chemical influence for intensification a mining the high viscous oils from collectors with low pressure. Chemical composition designed and row a tech-nology on their base, which are successfully used on Tartarstan oilfield.

В последнее время в общем балансе неуклонно возрастает доля высоковязких нефтей, в которых содержание асфальтенов может достигать 10 мас.%, а смол 30 мас.% и более. Для месторождений Татарстана большинство добываемых высоковязких нефтей характеризуется повышенным содержанием асфальтенов (5-7 мас.%) и смол (15-20 мас.%), а содержание парафинов не превышает 3-4 мас.%. Данное обстоятельство является основ-ной причиной возникновения затруднений при добыче, подготовке и транспортировке таких нефтей в настоящее время и требует разработки комплексных решений для минимизации негативных факторов.

При добыче высоковязких нефтей образование асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта является одной из основных причин снижения продуктивности скважин, особенно при эксплуатации близких или даже ниже давления насыщения. Данная проблема значительно усложняется при появлении воды в продукции скважины и образовании эмульсии уже в призабойной зоне. Одним из вариантов физико-химического воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации выработки высоковязких нефтей является закачка в призабойную зону растворителей, способных очистить поровые каналы пласта от АСПО и поверхностно-активных веществ (ПАВ). Однако при подборе растворителей и ПАВ необходимо учитывать достаточно много факторов. Растворяющая способность углеводородных растворителей по отношению к АСПО повышается по мере роста содержания ароматических углеводородов. Например, такие низкокипящие растворители, как газовый бензин или широкая фракция легкокипящих углеводородов (ШФЛУ), практически не содержащие ароматические углево-дороды, значительно уступают более высококипящим прямогонным фракциям с массовым содержанием ароматических углеводородов 15-25%. Основным фактором в данном случае является полная растворимость всех компонентов АСПО в подобных растворите-лях. Например, растворители, основанные на ШФЛУ или спиртах, неспособны полностью растворить асфальтеновую фракцию.

На основе вышеприведенных принципов специалистами отдела инноваций управляющей компании «Шешмаойл» был разработан композиционный растворитель АСПО и ряд технологий по обработке призабойной зоны в терригенных коллекторах. За период 2004-2008 г.г. проведены мероприятия по интенсификации добычи нефти на более 200 низкодебитных скважин различных месторождений. В результате проведенных работ по использованию технологий Шешма-1 и Шешма-2 на основе композиции по удалению АСПО достигнут более чем двухкратный средний прирост суточных дебитов по нефти.

Для интенсификации добычи нефти на скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы, разработан новый метод, по которому композиционный растворитель АСПО предварительно смешивается с кислотным составом и в виде эмульсии закачивается в пласт, аналогично использованию нефтекислотных эмульсий. Главным преимуществом нового углеводородно-кислотного состава является возможность регулирования вязкости получаемой эмульсии, что позволяет повысить охват воздействием и глубину проникновения реагента в пласт, а также увеличение степени очистки поверхности породы от асфальто-смолистых отложений, что облегчает доступ кислоты для реагирования.

Наиболее сложным объектом разработки являются трещиновато-пористые карбонатные коллекторы с высоковязкой нефтью, к числу которых относятся и карбонатные пласты среднего (верей-башкир) и нижнего (турней) карбона большинства месторождений Татарстана. Разработка таких залежей во многих случаях характеризуется низкими темпами отбора нефти и невысокими значениями коэффициента извлечения нефти. Это связано со сложностью геологического строения, низкими коллекторскими характеристиками пластов и повышенной вязкостью нефти. ►

Особенность карбонатных коллекторов состоит в том, что основная часть нефти содержится в порах блоков, а перенос жидкости происходит по трещинам. Извлечение продукции из карбонатов сопряжено с определенными трудностями, обусловленными низким гидродинамическим коэффициентом связи коллектора со скважиной.

Одним из основных направлений повышения степени выработки запасов нефти в карбонатных коллекторах является проведение солянокислотных обработок (СКО). Анализ результатов различных вариантов СКО для месторождений Волго-Уральского региона показывает, что их успешность не превышает 50% и наиболее эффективными оказываются только первая-вторая обработки. Основными причинами низкой эффективности СКО являются:

- проникновение и реагирование кислоты преимущественно в наиболее проницаемые интервалы с повышенной водонасыщенностью;
- низкая скорость реакции кислоты в нефтенасыщенных интервалах, в результате чего основное количество кислоты нейтрализуется в водонасыщенных прослоях;
- воздействие кислоты происходит в основном на трещины, не затрагивая матрицу карбонатного пласта.

Для повышения эффективности воздействия СКО на нефтенасыщенные интервалы карбонатных коллекторов применяют комбинирование солянокислотного и физического воздействия, либо введение в кислотный состав поверхностно-активных веществ (ПАВ), загустителей, и углеводородных компонентов. Все эти способы позволяют в различной степени повысить эффективность СКО за счет улучшения проникновения кислоты к породе, которая в нефтенасыщенных интервалах экранирована прочной «бронирующей» гидрофобной пленкой нефтяных высокомолекулярных компонентов – смол и асфальтенов, которые в наибольшей степени представлены в высоковязких нефтях. Физическое воздействие (термо, виброударное и др.), добавка ПАВ и углеводородов в той или иной степени позволяет снизить межфазное натяжение и тем самым разрушить бронирующие слои и обеспечить проникновение кислоты к породе. Загустители (полимеры, соли алюминия и др.) позволяют значительно повысить вязкость кислотного состава и снизить скорость реагирования в высокопроницаемых водонасыщенных интервалах, тем самым повышается проникновение кислоты вглубь пласта.

Создание простой, высокоэффективной технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти из карбонатных пластов требует разработки составов, удовлетворяющих следующим условиям:

- состав должен обладать способностью обрабатывать низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы;
- состав должен максимально глубоко проникать в призабойную зону пласта;
- состав не должен вызывать повторного выпадения осадков после реакции кислоты с породой;
- компоненты состава должны быть недороги и доступны.

Вышеперечисленные принципы были использованы при разработке нового способа и кислотного состава для интенсификации добычи высоковязкой нефти с повышенным содержанием асфальтено-смолистых отложений (табл. 1) из карбонатных коллекторов.

За основу метода физического воздействия на пласт был выбран гидроразрыв, как наиболее эффективное средство для увеличения проницаемости и создания новых каналов фильтрации нефти. В качестве кислотных компонентов использовалась смесь органических кислот с различной скоростью реагирования с карбонатными минералами. Для создания гомогенной углеводородно-кислотной эмульсии с устойчивостью в пределах 12-24ч. использовался специально разработанный композиционный эмульгатор на основе ионогенных ПАВ, которые также эффективно снижают поверхностное натяжение асфальто-смолистых «бронирующих» пленок на породе. Особым свойством разработанного углеводороднокислотного состава является его невысокая вязкость, по сравнению, например, с нефте-солянокислотной эмульсией, что позволяет использовать такой состав в низкопро-ницаемых карбонатных коллекторах.

Таким образом, новая комбинированная технология кислотного гидроразрыва (КГРП) может использоваться для малообводненного фонда скважин, для которых отмечается низкий дебит при достаточно высокой потенциальной продуктивности. За период 2005-2008 г.г. проведены мероприятия по технологии КГРП на более 50 низкодебитных скважин различных месторождений. В некоторых случаях достигнуто увеличение суточных дебитов по нефти в 3-5 раз по сравнению с аналогичными скважинами после традиционных СКО. Наибольшая эффективность отмечается при использовании на скважинах, вводимых из бурения. Основные условия для проведения технологии КГРП: дебиты добывающих скважин до обработки должны составлять не менее 0,5 м^3/сут по жидкости, а обводненность продукции не более 30 %. Обработки также можно проводить и в нагнета-тельных скважинах с «нулевой» приемистостью при давлениях нагнетания допустимых для эксплуатационной колонны данной скважины. Немаловажным фактором в технологии КГРП является отсутствие таких негативных факторов, как образование устойчивой нефтекислотной эмульсии и сульфида железа, отрицательно влияющих на последующие процессы подготовки нефти.

Образование устойчивых эмульсий на месторождениях с высоковязкой нефтью в скважинах с обводненностью более 25-30% становится все более существенным негативным фактором. Вязкость продукции достигает значений 3000-6000 сСт уже в стволе скважин, что затрудняет работу глубинно-насосного оборудования и последующую транспортировку до узла предварительного сброса и промысловой подготовки. В некоторых случаях даже использование традиционных деэмульгаторов не позволяет разрушить аномально устойчивые водонефтяные эмульсии. Повышение давления в системе нефтесбора препятствует притоку нефти из пласта и может явиться причиной порывов и утечки нефти с негативными экологическими последствиями. Для решения данной проблемы подобрана композиция на основе ионогенных и неионогенных ПАВ, которая эффективно разрушает высоковязкие эмульсии, что позволяет существенно улучшить работу глубинно-насосного оборудования и снизить давление в системе нефтесбора. Использование реагента не требует специального технологического оборудования и универсально для любых типов насосов. После широкомасштабного внедрения новой композиции ПАВ, которая дозируется непосредственно на забой, практически прекратились проблемы с остановкой скважин из-за отказа насосного оборудования, а в некоторых случаях зафиксировано существенное увеличение продуктивности. ■

№скв., продуктивные горизонты	Плотность, г/см^3	Вязкость, мм^2/с	Содержание, мас. %				
			фракции до 200°С	масла (углеводороды)	смолы	асфальтены	парафины
3240 верейский	0,9009	154	10,3	61,3	22,2	4,3	1,9
3436 башкирский	0,9278	423	9,3	50,6	27,6	11,8	0,7
3552 турнейский	0,9176	324	9,7	48,5	29,8	8,6	3,4

Табл. 1. Свойства и компонентный состав нефтей по основным продуктивным горизонтам в карбонатных отложениях Северного и Летнего месторождений

XIV Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства

ufi Approved Event

РОС-ГАЗ-ЭКСПО

25-28 мая 2010 Санкт-Петербург

КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЮ
И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЮ

Петербургский СКК, пр. Ю. Гагарина, 8
тел: +7 (812) 777-04-07, 718-35-37
www.farexpo.ru

Организаторы выставки:
FarEXPO IFE
ГАЗПРОМ
ГАЗПРОМ РЕГИОНГАЗ
ГАЗПРОМ ЭКСПО

Информационные партнеры
Турбины и Дизели
ТПА
Сфера Нефтегаз
Технологии нефти и газа
Территория Нефтегаз
Газ России
Энергетика России
Строительство
Деловой
Oil&Gas Journal
Генеральный Интернет-партнер
Neftegaz.RU

runeft.ru
отраслевой портал

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

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

МИР

Эффективный инструмент снижения затрат

Сокращение потребления энергоносителей на 20-50%

Автоматизированная система технического учета энергоресурсов

АСТУЭ «МИР»

предназначена для автоматизированного сбора информации о потреблении энергоресурсов структурными подразделениями предприятия и предприятием в целом.

Внедрение АСТУЭ "МИР" позволяет:

- контролировать текущее энергопотребление предприятия;
- контролировать потребление электроэнергии, газа, пара, ХВС, ГВС и др.;
- оптимизировать работу энергооборудования;
- обосновывать проведение энергосберегающих ОТМ;
- снизить себестоимость продукции;
- определять удельные затраты на единицу продукции.

Производственная система НПО "МИР"

ИСО 9001 Система менеджмента сертифицирована | ИСО 14001 Система менеджмента сертифицирована | OHSAS 18001 Система менеджмента сертифицирована | Сертификационные Русские Регистры

Гарантийный срок эксплуатации на оборудование, производимое НПО "МИР", - 5 лет

Научно-производственное объединение "МИР", 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51
Тел./ факс:(3812) 61-83-72, 61-91-73, e-mail: urz@mir-omsk.ru, http: //www.mir-omsk.ru

Армгаз
Арматура для газа.

Производит термозапорные клапаны КТЗ-001 и поставляет газовое оборудование фирм:
Pietro Fiorentini S.p.A.;
AZ industrienechnik GmbH;
Seitron S.r.L.
и других

Россия, 125080, г. Москва, а/я 41
www.armgas.ru
e-mail: armgas@yandex.ru
т./ф. +7(499) 158-81-18 импорт. 158-69-56 КТЗ

СОЛИД ФИРМА SOLID

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ПРОИЗВОДИМ И ПОСТАВЛЯЕМ МНОГОЦЕЛЕВЫЕ НАСТИЛЫ ДЛЯ ПЛОЩАДОК ТЕХОБСЛУЖИВАНИЯ, АВТОМОБИЛЬНЫХ ЭСТАКАД, ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОЛОВ.

- Просечно-вытяжные листы и сетки
- Решетчатый сварной настил (SP)
- Решетчатый прессованный настил (P)
- Просечно-профилированный настил (ППН)
- Настил из стеклопластика GFK
- Прямые и винтовые лестницы
- Лестничные ступени
- Металлические перфорированные листы

СКЛАД ГОТОВОЙ ПРОДУКЦИИ В МОСКВЕ И САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ

196956, Санкт-Петербург, Колпино,
Финлядская ул., д. 24, корпус Б
т./ф.: (812) 336-9090 (многоканальный)
(495) 506-6904
www.solid-spb.ru; info@zaosolid.ru
www.zaosolid.ru, www.solid-msk.ru