ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

2/Н (08) АПРЕЛЬ 2010

Тел.: (495) 662-40-25, 926-52-72

E-mail: info@metromet.ru

www.metromet.ru

ЭНЕРГИЯ УСПЕХА

МетроМет

ЕВРОПЕЙСКОЕ КАЧЕСТВО

Официальный дилер
медно-прокатного завода
VALJAONICA BAKRA SEVOJNO A.D.
(Сербия)

Дистрибьютор на территории РФ
MKM Mansfelder Kupfer
und Messing GmbH (Германия)

Дистрибьютор на территории РФ
GINDRE DUCHAVANY (Франция)

Дистрибьютор на территории РФ
известной торговой марки
кабельной промышленности
NOVKABEL (Сербия)

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ
МЕДНЫЙ ПРОКАТ

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

ПРОИЗВОДСТВО:

- Аварийное осветительное оборудование «Световая башня» и «Световой шар».
- Светодиодная система освещения (ССО) является заменой светильников с использованием в настоящее время натриевых и металлогалогеновых прожекторов.
- Мобильная световая система (МСС-16) предоставляет возможность работать в автономном режиме 17 часов.

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

454092, г.Челябинск, ул.Елькина, 80-А
т./ф: (351) 260-28-76; 260-28-79
E-mail: ets@energots.com

www.energots.com

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 2/Н (08) апрель 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 04-10/05-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
12.04.2010

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.М. ПРОХОРОВ, Б.Ф. ДАВЛЯТОВ
О неразрушающем контроле элементов телеметрической аппаратуры в бурении 4

В.Б. ЛЕВЯНТ, В.Л. ШУСТЕР
Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента западной сибири 7

Ренгенофлуоресцентный волнодисперсионный анализатор низких содержаний серы в нефтепродуктах «спектроскан sw» 10

Компрессорные технологии по мировым стандартам 12

А.И. ТИМУРЗИЕВ
Структура проницаемости земной коры и технологическое решение проблемы картирования очагов локализованной разгрузки глубинных флюидов в осадочном чехле 14

А.Н. ШАУРО, М.А. БЕРЛИН
Некоторые проблемы дальнейшего развития технологий получения и применения магнитных жидкостей 20

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ
Аэрозольно-порошковый метод ивц «техномаш» – новое слово в технологии пожаротушения 26

Д.М. АНТОНОВСКИЙ, И.С. ЛАДНЕР
Технология балластировки трубопроводов с помощью заполняемых на месте производства работ геооболочек 28

В.И. ЗАВИДЕЙ
Новые возможности в диагностике электрических машин 33

А.Г. ЗАЙНУЛЛИН
Отклонитель извлекаемый для строительства дополнительных стволов многозабойной скважины 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.

О НЕРАЗРУШАЮЩЕМ КОНТРОЛЕ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ В БУРЕНИИ

В.М. ПРОХОРОВ начальник центра технического диагностирования и экспертного обследования (ЦТДиЭО), ООО «ОЗНПО» Октябрьский
e-mail: oznpo_ctd@mail.ru

Б.Ф. ДАВЛЯТОВ заведующий лабораторией неразрушающих методов контроля (ЛНМК)оборудования», ООО «ОЗНПО»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Неразрушающий контроль в бурении, дефектоскопия элементов телеметрической аппаратуры.

В этой статье мы продолжаем тему неразрушающего контроля в бурении и хотим поделиться накопившимся опытом по использованию неразрушающих методов контроля при техническом диагностировании элементов телеметрической аппаратуры в бурении.

В процессе бурения, учитывая достаточно сложный профиль ствола скважины, должен поддерживаться высокий уровень работоспособности бурового инструмента. Особенно это требование предъявляется к системе телеметрической аппаратуры, так как любая поломка одного из элементов приводит не только к осложнению процесса бурения, но и учитывая достаточно большую стоимость аппаратуры, приведёт к дополнительным высоким материальным издержкам.

Поэтому, наверно, в последнее время больше стало поступать заказов на проведение неразрушающего контроля инструмента от телеметрической аппаратуры. Такие фирмы, как ООО ННПК «ЭХО», ООО НПФ «АМК Горизонт», ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК», ООО «Серафимовское УПКРС», ООО «АНЕГА-Бурение» и др., которые специализи-рованы на контроле проводки скважины с применением телеметрической аппаратуры, постоянно пользуются нашими услугами.

Надо сказать, что элементы телеметрической аппаратуры очень разнообразны по своей конструкции и назначению. Сюда входят различные переводники, разделители, удлинители, переходники и др. И все они в процессе работы бурильного инструмента испытывают большие нагрузки. Поэтому наше участие с применением дефектоскопии можно разделить на три этапа.

Первый этап – это контроль при изготовлении элементов, начиная с выбора заготовок. В металлических заготовках, из которых изготавливаются элементы телеметрической аппаратуры, встречаются дефекты, которые отличаются по размерам и расположению, а также по природе и происхождению. Они могут образовываться в процессе плавки и литья (раковины, поры, горячие трещины, неслитины и др.), обработки давлением (поверхностные и подповерхностные трещины, расслоения и др.).

На рис.1 мы постарались показать дефекты в заготовках, которые мы обнаружили перед началом технологического процесса по изготовлению различных элементов. Как видно из рисунка, дефекты просматриваются в основном визуально, расположенные на поверхности. Но кроме того нами практикуется делать контрольный поперечный разрез на заготовке, где с помощью визуального и магнитопорошкового метода контролируется всё сечение заготовки. Такой процесс показан на рис. 2, где видны выявленные дефекты в поперечном сечении.

Второй этап контроля – это контроль уже изготовленных элементов, так как при механической, химико-термической обработке и сварке могут возникать дефекты (термические и шлифовочные трещины, непровары, поры и др.)

Примеры встречающихся дефектов при контроле после изготовления элементов показаны на рис.3.

Третий этап контроля – это контроль уже в процессе эксплуатации, который непосредственно проводится на ►

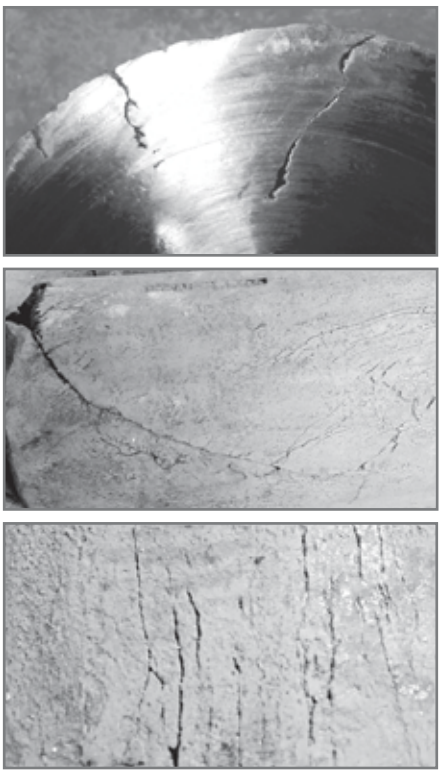


Рис. 1 Примеры дефектов, встречающихся в заготовках

Вид операции контроля	Вид дефекта	Метод неразрушающего контроля				
		ВИК*	УК	МК	ПВК	ВК
Входной контроль заготовок	Трещины ковочные и штамповочные	-**	+	+	+	+
	Флокены	-	+	+	-	-
	Волосовины	-	-	+	-	-
	Расслоения	-	+	-	-	-
	Рванины	+	+	-	+	+
	Завороты корки	+	-	+	+	-
	Плены	+	-	-	-	-
Изготовление	Трещины закалочные и шлифовочные	-	+	+	+	+
	Рванины	+	+	-	+	+
	Риски	+	-	-	-	-
Эксплуатация	Износ	+	+	-	-	-
	Разнотолщинность и разностенность (размыв)	-	+	-	-	-
	Коррозия	+	+	-	-	-
	Трещины усталостные					
	Расслоения	-	+	-	-	-

* ВИК – визуальный и измерительный контроль;
УК – ультразвуковой контроль (дефектоскопия и толщинометрия);
МК – магнитный контроль (магнитопорошковая дефектоскопия и магнитная структуроско-пия);
ПВК – капиллярный контроль;
ВК – вихретоковый контроль;
** – плохая или слабая выявляемость дефектов;
+ – хорошая выявляемость дефектов.

Табл. 1

буровых или на скважинах после определённых часов наработки оборудования. Ведь в процессе тяжёлых условий эксплуатации элементов телеметрической аппаратуры в них могут возникать усталостные трещины, коррозионные поражения и другие дефекты.

Далее хотелось остановиться уже на самой технологии проведения дефектоскопии описанных выше элементов. Отсутствие нормативной документации по проведению неразрушающего контроля элементов телеметрической аппаратуры (переводники, разделители, удлинители, кожухи генераторов, переходники и др.), ставят работу по дефектоскопии в затруднительную ситуацию. Перед специалистом неразрушающего контроля стоит задача: какой метод контроля применить, какую техническую и нормативную документацию использовать и как проводить отбраковку?

Поэтому, на основании практического опыта, нами составлена справочная таблица (табл. 1), где показаны виды дефектов и их выявляемость при входном контроле, изготовлении и эксплуатации элементов телеметрической аппаратуры различными методами неразрушающего контроля.

Для всех указанных дефектов характерен один общий признак – они вызывают изменение физических характеристик материала. Дефекты и включения в металле создают при деформировании местное изменение средних напряжений в сторону их увеличения и отрицательно сказываются на упругих и пластических свойствах, а также на усталостной прочности металла.

Рассмотрев и изучив эти факторы, мы можем дать оценку тому или иному дефекту, обнаруженному при неразрушающем контроле оборудования и выдать заключение о годности к эксплуатации.

Как видно из таблицы 1, выявляемость дефектов методами неразрушающего контроля при дефектоскопии элементов телеметрической аппаратуры, наиболее эффективна при ультразвуковом и вихретоковом контроле и менее эффективна при магнитном и капиллярном контроле. Но из-за ряда особенностей конструкции элементов телеметрической аппаратуры, применение того или иного метода контроля выбирается индивидуально. Ряд деталей бурового телеметрического оборудования имеет сложную форму, вследствие чего ультразвуковой контроль затруднителен (рис.4) Такие детали проверяются на наличие дефектов с использованием других методов, таких как магнитный, капиллярный и вихретоковый.

Однако, как показывает наш опыт, при обследовании элементов бурового телеметрического оборудования и инструмента существует ряд ситуаций, когда использование одного из вышеупомянутых методов обязателен:

1. для подтверждения, например, микротрещин, обнаруженных ультразвуковым методом контроля;
2. для различения ложных и истинных дефектов при магнитной дефектоскопии;
3. если необходимо подтвердить выявленный дефект разрезкой с последующей проверкой одним из методов (рис.2);
4. для контроля деталей сложной конфигурации, в том числе редко встречающихся (рис.4);
5. для контроля деталей из неферромагнитных материалов, например, элементов ЛБТ, разделителей, удлинителей, переводников.

Очень часто необходимо применение комплекса методов. Это сочетание методов повышает надёжность контроля, так как при этом обнаруживаются не только поверхностные, но и внутренние дефекты детали. ►

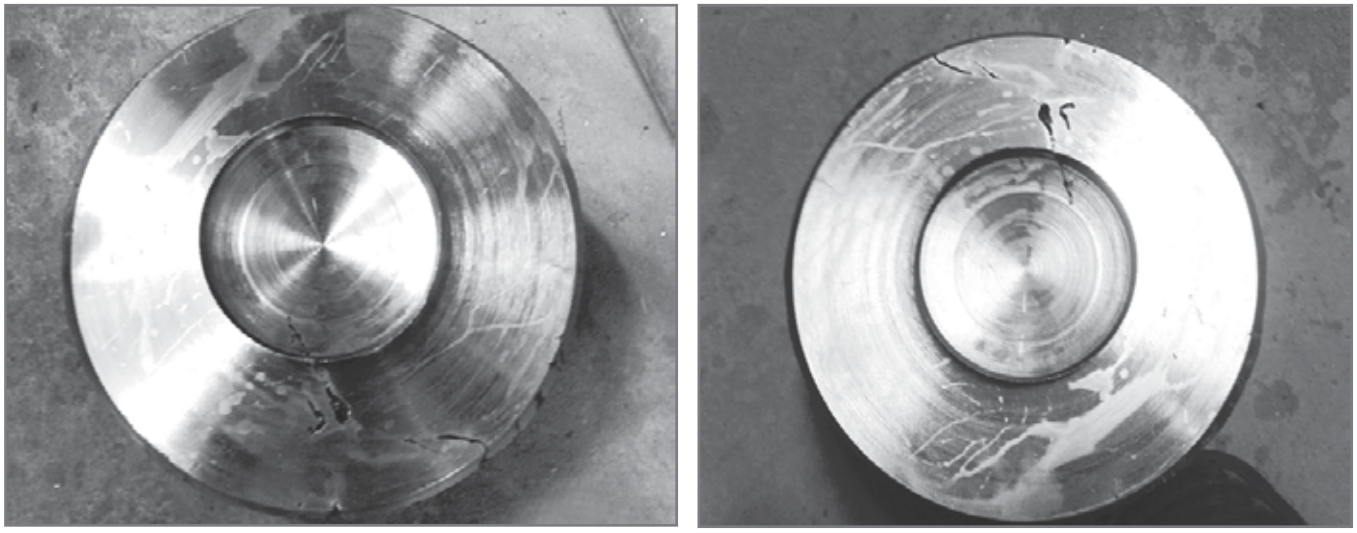


Рис. 2 Внутренние дефекты в заготовках в поперечном сечении

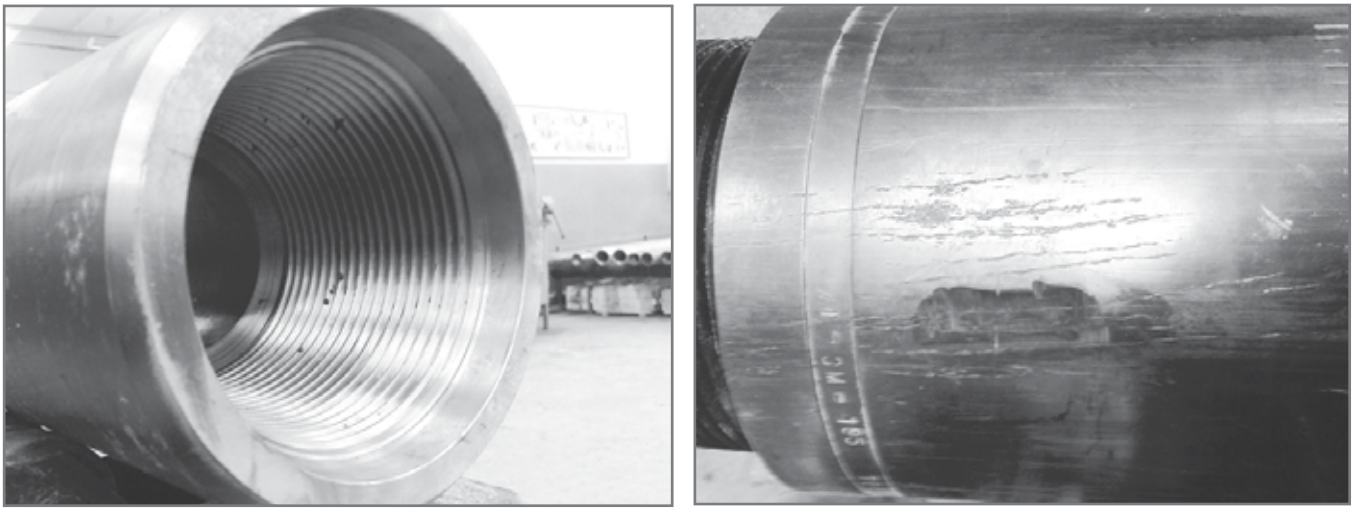
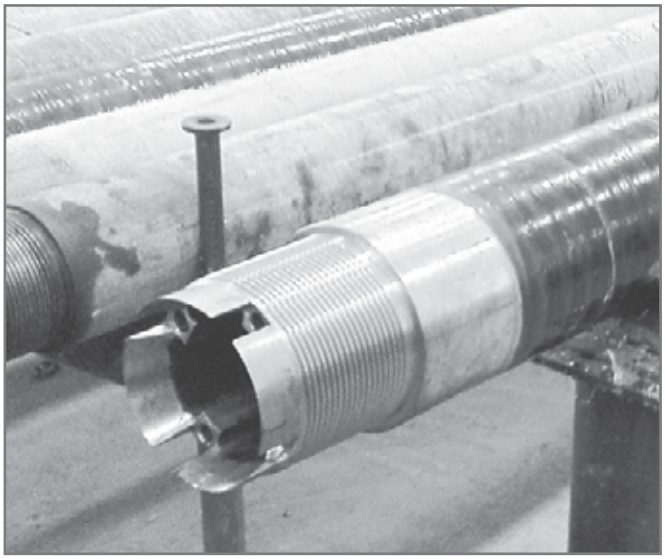


Рис. 3 Дефекты, выявленные после изготовления элементов телеметрической аппаратуры



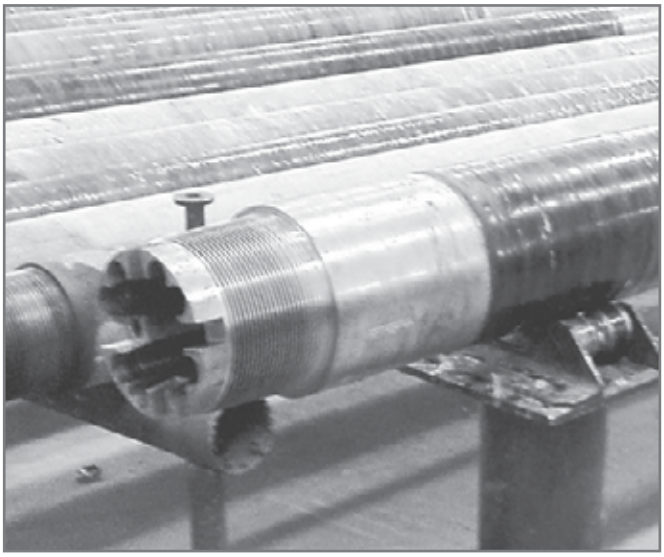


Рис. 4

В заключении этой темы хотелось бы подвести итог вышесказанному и сделать выводы:

1. Тяжёлые условия эксплуатации телеметрической аппаратуры заставляют обязательно проводить неразрушающий контроль её элементов, в результате которого обнаруживаются детали и узлы с опасными дефектами и тем самым предупреждаются аварии;
2. Надёжность эксплуатации элементов телеметрической аппаратуры можно получить только с применением неразрушающих методов контроля в условиях максимальной доступности к деталям, а также проверяя элементы начиная с входного контроля, их изготовления до периодической проверки в процессе эксплуатации;
3. Считаем необходимым вести учёт работы телеметрической аппаратуры с целью определения периодичности проведения неразрушающими методами контроля;
4. Практический опыт показывает, что качество проведения контроля можно достичь с использованием методов неразрушающего контроля в комплексе. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Прохоров В.М., Давлятов Б.Ф. «О неразрушающем контроле при дефектоскопии бурильных труб». Журнал «Наш регион», Ростехнадзор, г. Уфа, №1,2 2006 г.
2. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов. – М.: Наука, 1972.
3. Шелихов Г.С. Магнитопорошковая дефектоскопия деталей и узлов: Практ. пособие / Г. С. Шелихов; Под ред. В.Н. Лозовского.- М., 1995.- 224 с.
4. Балезин С.А. От чего и как разрушаются металлы. – М.: Просвещение, 1985.
5. Субботин С.С., Михайленко В.И. Дефектоскопия нефтяного оборудования и инструмента при эксплуатации. – М.: Недра, 1981.- 213 с.

ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ (ГАЗА)
В МАССИВНЫХ ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

PROBLEMS OF SEARCHING OF OIL AND GAZ DEPOSITS IN MASSIVE ROCKS OF WEST SIBERIA

УДК 553.98.01

В.Б. ЛЕВЯНТ Начальник отдела ОАО «ЦГЭ», кандидат техн. наук, академик РАЕН
В.Л. ШУСТЕР Главный научный сотрудник Института Проблем нефти и газа РАН. Доктор г-м наук, проф., академик РАЕН
Москва
e-mail: tshuster@mail.ru

V.B. LEVIANT Head of 3D Department, academician of RAEN
V.L. SHUSTER Professor, Ph.D. Sci (geology), academician of RAEN
Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефть, газ, фундамент, массивные породы, Западная Сибирь.
KEYWORDS: Oil, gaz, basement, massive rocks, West Siberia.

В статье рассмотрены следующие основные проблемы:
- модель строения и механизм формирования скоплений углеводородов в трещиновато-кавернозных массивных породах фундамента;
- картирование зон разуплотненных пород-коллекторов;
- объем нефтегазоносного комплекса фундамента и параметры его границ;
- пути поиска и разведки залежей нефти и газа в фундаменте.

At this paper the attention is paid to modern ideas on forming oil and gas pools in the basement. From the author's point of views oil and gas pools were formed in the basement as a result of interaction of deep steams gases and heat, penetrating from the Earth depths and cooled organic mineral, matter, coming down to the depths. The main difficulty of discovering these fields is heterogeneity of crystalline rocks by content and mapping reservoirs. Now there are some new methods of seismic to do it.

В образованиях фундамента в мире открыто 400-450 скоплений нефти и газа, в том числе, крупных и гигантских, таких как Белый Тигр (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ла-Пас и Мара (Венесуэла) и другие.

В западной Сибири на 2007г. в кровле фундамента открыто 11 залежей нефти в Приуральской НГО, 4 – в Красноленинской НГО, в пределах Васюганского НГО залежи нефти в палеозое образовались за счет прилегания всех горизонтов юры к выступам фундамента с общим коллектором юра-палеозой [1]. Накопленный мировой опыт поисков и разведки месторождений нефти и газа в образованиях фундамента позволяет определить совокупность необходимых благоприятных геологических факторов для формирования и сохранения скоплений углеводородов в породах фундамента. Это наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупора, прилегающих к выступу фундамента обогащенных органикой осадочных пород (нефтегазообразующих толщ), благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановка для формирования и сохранения УВ в залежи. Эта совокупность благоприятных факторов для фундамента весьма сходна с аналогичной совокупностью для осадочных пород. Однако, имеются и определенные различия. Основное отличие в формировании пустотного пространства в трещиновато-кавернозных массивных породах, в первую очередь, в гранитоидах.

Гранитоидные массивы отличаются резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью. Участки наиболее емких коллекторов и соответственно нефтяных полей с высокими дебитами расположены в гранитном массиве крайне хаотично и неравномерно как по площади, так и по разрезу (рис. 1). Нами [2] такая модель названа неравномерно-ячеистая. В ряде случаев верхняя часть гранитоидного массива (от первых десятков до сотен метров) представлена преимущественно непроницаемыми или плохопроницаемыми породами, что дополнительно осложняет поиски нефти. Еще одной особенностью залежей нефти(газа) в гранитоидных массивах является то, что флюидоупорами для залежей могут быть как региональные глинисто-аргиллитовые, карбонатные, соляные толщи-покрышки, так и эффузивные или плохо проницаемые кристаллические породы в кровле массива. Источником нефти в залежах фундамента является рассеянное органическое вещество нефтематеринских осадочных толщ, прилегающих к трещинно-кавернозным выступам фундамента.

Для Западной Сибири нефтематеринскими толщами для залежей нефти в ловушках фундамента являются юрские и/или палеозойские терригенные глинисто–аргиллитовые или карбонатные толщи [3].

Формирование залежи нефти происходит путем миграции флюидов в трещиновато-кавернозные породы из прилегающих к фундаменту горизонтально залегающих осадочных терригенных пород, обогащенных ОВ. Залежи образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно примыкающей к фундаменту, под действием капиллярных сил. Дренаж реализуется капиллярными силами, вектор которых в соответствии с формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела направлен в сторону среды с большей проницаемостью. С помощью этого механизма аккумулируются все возникшие в процессе первичной миграции пузырьки или капли микронефти с площади, очерченной радиусом величиной от центра аккумуляции до точки геологического пространства нефтематеринского пласта, где пузырек микронефти не в состоянии преодолеть начальный градиент фильтрации. Основной причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента являются силы поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [2].

Нефтегазоносный комплекс фундамента не ограничивается только его верхней частью (или корой выветривания), как принято считать сегодня, а характеризуется значительной мощностью. Геологические ограничения (или границы) этого комплекса контролируются условиями формирования залежи углеводородов, а именно, пустотностью (коллекторы), флюидоупором (покрышкой), ловушкой и нефтегазогенерационным потенциалом прилегающих к породам фундамента осадочных (материнских) толщ.

Исходя из приведенных особенностей формирования нефтегазовых скоплений в образованиях фундамента, сформулируем некоторые задачи поисков и разведки залежей нефти (газа) в фундаменте Западной Сибири. ►

- Детальное картирование поверхности эрозионно-тектонических выступов массивных пород фундамента.
- Выявление и прослеживание разрывных нарушений в толще фундамента.
- Картирование внутрифундаментных отражающих горизонтов с целью выявления ловушек как структурных, так и неструктурных.
- Выявление и, по возможности, оконтуривание зон развития разуплотнённых трещиноватых пород-коллекторов.

Современные сейсморазведочные методы и технологии позволяют решать эти задачи.

Методы интерпретации сейсмической информации для решения первых трех задач не отличаются от общепринятых процедур кинематического анализа и структурных построений. Успешный опыт по Западной Сибири опубликован в работах И.В. Шпурова, Ю.А. Цимбалюка, В.Н.Богданова и др. (2007,2008) по юго-западной оконечности Западно-Сибирской провинции, Н.К. Курышевой (2005) по картированию залежей в Шаимском и Красноленинском районах.

Решение четвертой задачи - выделение трещиновато-кавернозных зон в массивных плотных магматических, метаморфических и карбонатных породах доюрского фундамента имеет уникальный характер. Оно было найдено и достаточно широко апробировано в последние годы в отечественной сейсморазведке.

Уникальность решения связана с использованием в новой технологии сейсморазведки рассеянных волн.

Эти волны представляют собой отклик от скоплений множества неоднородностей, какими являются трещины и каверны, заполненные газом или флюидом, на падающий фронт упругой волны.

Главной особенностью рассеянных волн является их низкая интенсивность относительно других типов волн, регистрируемых при проведении сейсморазведки.

За последние 5-10 лет в ряде отечественных геофизических коллективов были разработаны разные технологии выделения слабых рассеянных волн на фоне отражений от протяженных горизонтов, обычно используемых в сейсморазведке (О.Л. Кузнецов и др., 2004; С.И. Шленкин и др., 2000; Е.Л.Козлов, 2004; В.Л.Поздняков и др., 2004; В.Б. Левянт и др., 2005; А.Н. Кремлев и др., 2008).

Общим для всех методов результативным параметром является энергия рассеянных волн. Для профильных 2Д данных основная форма представления материалов – вертикальный разрез этого параметра. Для площадных наблюдений 3Д – это куб значений энергии рассеянных волн с погоризонтными его сечениями в форме «поля энергии рассеянной компаненты» (ПЭРВ). Этому параметру эквивалентны по смыслу термины «интенсивность трещиноватости» или «индекс трещиноватости». Применение методов рассеянной компоненты сейсмического поля для выделения зон трещинно-кавернозных коллекторов в доюрском фундаменте Западной Сибири пока весьма ограничено. На рис.3 приведены характерные вертикальные разрезы энергии рассеянных волн (поля трещиноватости), опубликованные в работах (Ю.А.Курьянов и др., 2008 и А.Н.Кремлев и др., 2008) [4]. Они демонстрируют значительную дифференцированность значений энергии рассеянных волн (трещиноватости) по латерали в доюрском фундаменте и удовлетворительное соответствие зон высокой интенсивности рассеянных волн данным по высоким ФЕС пород и нефтепродуктивности в скважнах.

В Восточной Сибири применение рассеянной компоненты с целью выделения трещиновато-кавернозных коллекторских зон вблизи эрозионной кровли рифея и в верхней части его тощи проводилось в достаточно широких масштабах. На Куюмбинском и Юрубчано-Тахомском месторождениях с использованием технологии СЛБО и фокусирующих преобразований (ФП) данных 3Д изучено несколько тысяч квадратных километров материалов съемки 3Д. На рис.4 показана карта энергии рассеянных волн, приведенная в работе С.И. Шленкина и др.,2009. Аномалии высоких значений энергии рассеянной компоненты (РК), проверенные последующим бурением, подтверждены в 83 % случаев высокой продуктивностью скважин.

Таким образом, подытожим сегодняшние проблемы поисков и разведки залежей нефти (газа) в образованиях фундамента. Поисковые работы ведутся попутно с работами по осадочному чехлу. Скважины закладываются по структурным картам вышележащих горизонтов (по отношению к фундаменту) и зачастую в неблагоприятных структурных условиях. Сошлемся на примеры из работ В.С.Бочкарева, Н.Х.Кулахметова [1] по месторождениям Южно-Русское, Медвежье, Надымское, Юбилейное, где скважины заложенные по ОГ Б по фундаменту оказались на периклиналях и крыльях структур.

Следующая проблема связана с существующим в Западной Сибири представлением о нефтегазоносном комплексе фундамента, как только о его верхней части (кровле). На самом деле это не так. Скопления нефти и газа в фундаменте открыты в залежах со значительным по мощности этажом нефтеносности и не всегда в кровле фундамента. Так на месторождении Хьюготон-Пенхендл, США нефть поступает из невыветрелых гранитов из интервала 458-1068 м, на месторождении Ла-Пас, Венесуэла из трещиноватых пород фундамента в интервале глубин 1615-3350 м, на месторождении Ауджила - Нафура толщина нефтенасыщенной части фундамента 450 м, на Зейт-Бейте – 330м, на Оймаше- интервал нефтенасыщенного фундамента – 3612-3850 м, на вьетнамском месторождении Белый Тигр этаж нефтеносности гранитоидов фундамента около 2000 м (3050-5000 м). То есть, это далеко не верхняя часть фундамента. Кроме того, на ряде месторождений породы-коллекторы залегают не в верхней части выступов фундамента, а на значительной глубине от поверхности фундамента. Так, на северном своде месторождения Белый Тигр первые породы – коллекторы встречены на глубине 300-500 м от поверхности фундамента, на месторождении Кыулонг – ниже «на несколько десятков метров» (Petroconsultants S.A.,1994), на месторождении Ла-Пас на глубине 910 м от поверхности фундамента получен приток нефти дебитом 1576 т/сут .

Третья наиболее важная проблема связана с резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью кристаллических (магматических) массивов и необходимостью выделения и оконтуривания зон разуплотненных трещиновато-кавернозных пород – коллекторов. Для успешной оценки нефтеносности выступов фундамента необходимо еще на стадии проектирования буровых работ, используя современные методики и технологии сейсморазведочных работ, выделить и оконтурить зоны разуплотненных трещиновато-кавернозных пород. И на этой геологической основе выбирать местоположение и определять глубину проектных скважин.

Четвертая проблема – это необходимость оценки нефтегазогенерационного потенциала осадочных пород облекающих выступы фундамента, на конкретных перспективных объектах. Оценка должна проводиться с учетом региональных закономерностей и имеющихся фактических данных по этой разведочной площади.

В качестве первого этапа поисково-оценочных работ на нефтегазоносный комплекс фундамента на перспективной в региональном плане территории – центральной части ХМАО, которая характеризуется благоприятным для нефтегазонакопления рифтогенным геодинамическим режимом и повышенным тепловым потоком, а так же закартированными эрозионно-тектоническими выступами фундамента, необходимо провести переобработку сейсмических материалов 2Д и 3Д на наиболее перспективных территориях и локальных объектах по специальной целевой программе. При этом для повышения надежности прогноза трещиновато-кавернозных зон по рассеянным волнам целесообразно комплексировать несколько технологий, где используется этот класс волн. Например, технологию фокусирующих преобразований (ФП) на базе миграции Киргофа с весовыми коэффициентами совместно с одним из разростных методов, таких как технология Волнового ОГТ (А.Н.Кремлев и др., 2008) [4] или текстурно-спектральный анализ ТСА (В.Б. Левянт и др., 2005) [5].

По результатам спецобработки в разрезе выступов фундамента будут выделены зоны разуплотненных пород – коллекторов и флюидоупоров, закартированы ловушки. После проведения оценки нефтегазогенерационного потенциала облекающих выступы фундамента осадочных толщ и благоприятной оценки по всем геологическим факторам на перспективном объекте, возможно, целенаправленно выбрать местоположение и проектную глубину поисково-оценочных скважин. ►

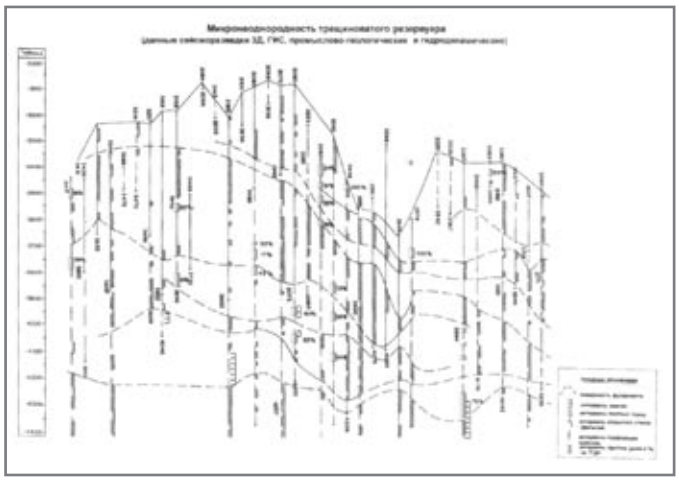


Рис.1 В.Л. Шустер (2009)

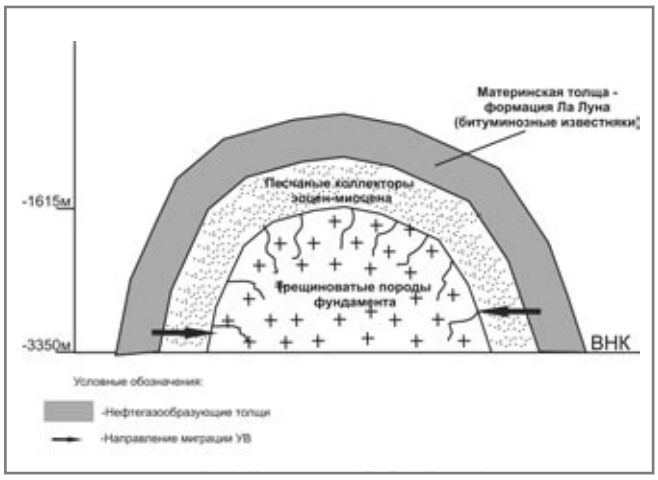


Рис.2 Месторождение Ла-Пас, Южная Америка

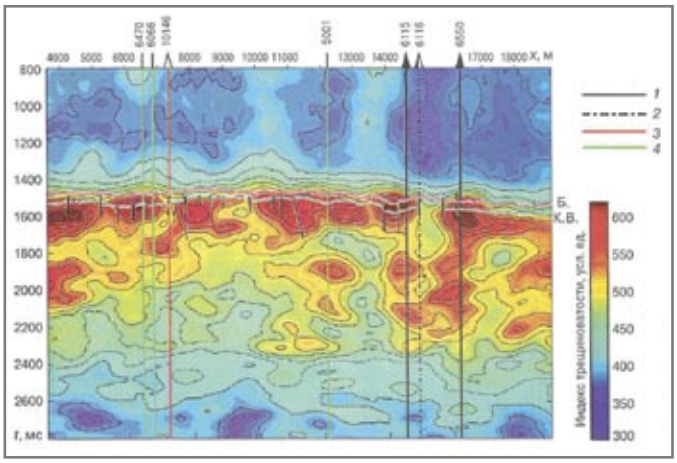


Рис.3А Вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинными результатами испытаний коры выветривания: 1 - приток нефти; 2 - плёнка нефти; 3 - сухо; 4 - испытания не проводились. Северо-Даниловское месторождение (из Курьянова Ю.Л. И др., 2008)

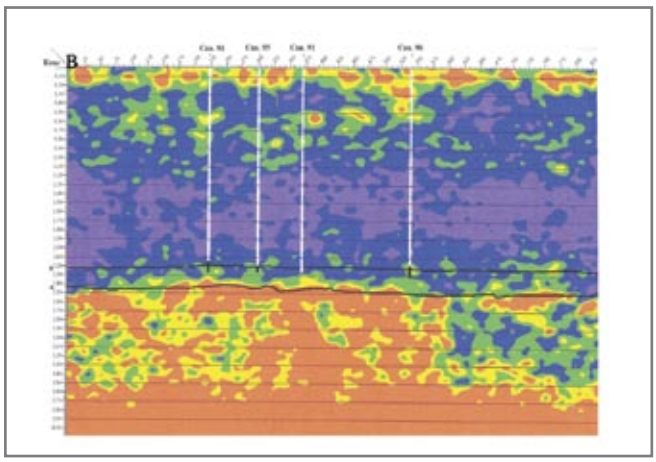


Рис.3Б Разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ. Усть-Балыкское месторождение (из Кремлев В.Н и др., 2008)

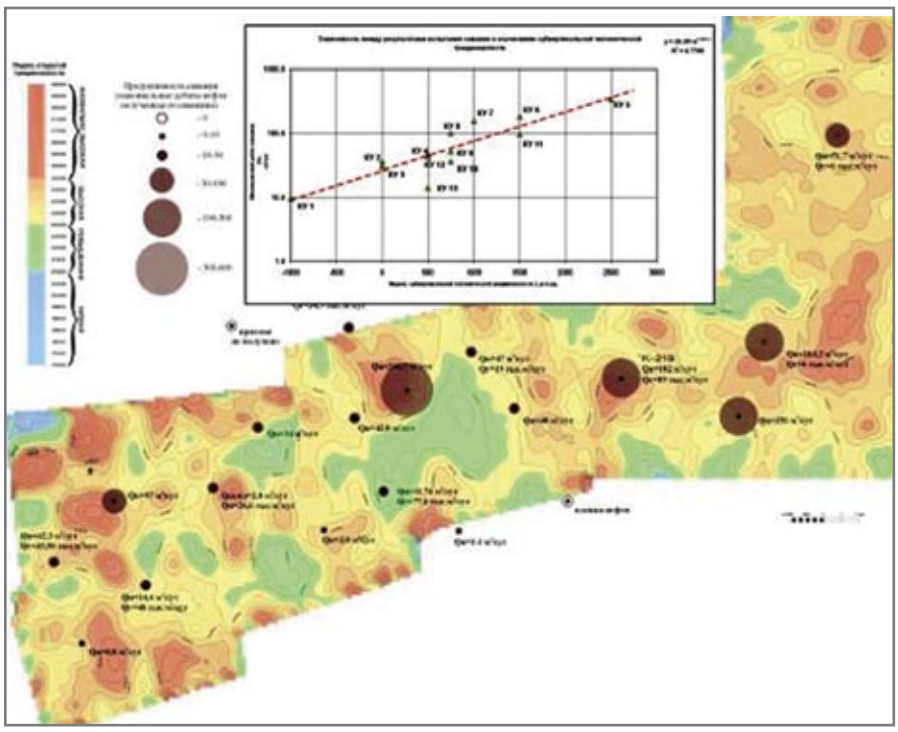


Рис. 4 Карта поля энергии рассеянных волн (интенсивности и трещиноватости), совмещенная с данными о продуктивности скважин, пробуренных на основе сейсмики, Б.Зависимость между результатами испытания скважин и значениями субвертикальной тектонической трещиноватости. (Из С.И. Шленкин и др.; 2009)

Таковы некоторые проблемы поисков и разведки залежей нефти (газа) в образованиях фундамента и пути их решения. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И.(мл.), Нечипорук Л.А., 2007. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне//Горные ведомости, №10, с.6-23.
2. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М.,2003. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов): М., ЗАО «Геоинформмарк», с.175.
3. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф., 1998. Геохимия, генезис палеозойских нефтей Западной Сибири //Геохимия №1, с.3-17.
4. Кремлев А.Н., Ерохин Г.Н., Стариков Л.Е., Зверев Н.А. 2008. Прогноз коллекторов трещинно-каверного типа по рассеянным сейсмическим волнам //Технологии сейсморазведки, №3
5. Левянт В.Б., Моттль В.В., Ермаков А.С. 2005. Прогнозирование разуплотненных зон в кристаллическом фундаменте на основе использования рассеянной компоненты сейсмического поля. Технологии сейсморазведки, №1.

РЕНГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНЫЙ ВОЛНОДИСПЕРСИОННЫЙ АНАЛИЗАТОР НИЗКИХ СОДЕРЖАНИЙ СЕРЫ В НЕФТЕПРОДУКТАХ «СПЕКТРОСКАН SW»

Анализатор серы в нефтепродуктах «Спектроскан SW» отличается высокими аналитическими характеристиками, удобством и простотой эксплуатации, полностью соответствует требованиям ГОСТа 52660-2006, EN ISO 20884:2004, ASTM D 2622-05 и удовлетворяет прогнозу развития требования на анализаторы серы – определение содержания серы в 1 мг/кг и ниже.

В последние годы наблюдается резкое ужесточение требований к содержанию серы в дизельных топливах и бензинах. В странах Европейского Союза и США используются дистилляционные нефтепродукты отвечающие экологическим стандартам евро-4 и евро-5. В соответствии со стандартами евро-4 и евро-5 содержание серы в бензине и дизельном топливе не должно превышать 10ppm. Агентствами по защите окружающей среды планируется дальнейшее ужесточение требований. В странах СНГ экологические проблемы долгое время оставались на втором плане. Ситуацию измененили жесткие требования к дистиллятным нефтепродуктам на экспорт и вступление в силу технического регламента, утвержденному Правительством РФ от 27 февраля 2008 г. (с изменениями от 25 сентября, 30 декабря 2008 г.) «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». Согласно документу, производство бензина и дизельного топлива для автомобильной и иной техники осуществляется в отношении: класса 2 – до 31 декабря 2010 г.; класса 3 – до 31 декабря 2011 г.; класса 4 – до 31 декабря 2014 г. Для бензина и дизельного топлива 2-го класса массовая доля серы не должна превышать 500 мг/кг, для бензина 3-го класса – 150 мг/кг, для дизельного топлива 3 класса – 350 мг/кг, для бензина и дизельного топлива 4-го класса – 50 мг/кг и 5-го класса – 10 мг/кг.

НПО «СПЕКТРОН» серийно выпускает рентгеновские спектрометры более 20 лет, тысячи приборов поставлено в различные отрасли промышленности, в том числе в отрасль нефтедобычи и нефтепереработки. Благодаря высокому качеству продукция используется во всех нефтяных компаниях, сертификационных, таможенных и экспертных лабораториях, НИИ и т.п. Лаборатории контроля качества нефтепродуктов в течение многих лет используют приборы серии «СПЕКТРОСКАН», в т.ч. анализатор серы энергодисперсионный «СПЕКТРОСКАН S». Анализатор «СПЕКТРОСКАН S» задал высокий уровень стандарта для приборов определения массовой доли серы, и в настоящий момент является наиболее распространенным рентгенофлуоресцентным энергодисперсионным анализатором серы на территории стран СНГ. НПО «Спектрон» известен как основной производитель волнодисперсионных спектрометров в России, значительный объем продукции поставляет за рубеж.

В последние два года на основе успешного опыта производства анализаторов серы, и в связи с введением технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» с арбитражным рентгенофлуоресцентным волнодисперсионным методом определения содержании серы в автомобильных топливах четвертого и пятого классов, разработан и производится анализатор серы рентгенофлуоресцентный волнодисперсионный «СПЕКТРОСКАН SW».

Анализатор «СПЕКТРОСКАН SW» предназначен для определения содержания серы в нефтепродуктах по ГОСТ Р 52660-2006 (EN ISO 20884:2004) и ASTM D 2622-05.

Анализатор разработан на основе спектрометра общего назначения «СПЕКТРОСКАН МАКС GV», однако использование сканирующего рентгеновского волнодисперсионного канала повышенной светосилы в диапазоне определения серы позволило в несколько раз увеличить чувствительность. По чувствительности ►

Анализатор серы в нефти и нефтепродуктах рентгеновский волнодисперсионный «СПЕКТРОСКАН SW»

Анализатор серы в нефти и нефтепродуктах рентгеновский энергодисперсионный «СПЕКТРОСКАН S»

[1] Ron Jenkins, R.W. Gould, Dale Gedcke. Quantitative X-ray Spectrometry. Second Edition, Chapter 11. 1995.

[2] Предел повторяемости – значение, ниже которого, как можно ожидать, с заданной доверительной вероятностью находится абсолютная разность между результатами двух одиночных измерений, полученных с помощью одного и того же метода, на идентичном измеряемом материале, одним и тем же оператором, использующим одну и ту же аппаратуру, в одной и той же лаборатории за короткий промежуток времени. В отсутствии других указаний доверительная вероятность составляет 95 %.

Стандартная погрешность построения ГХ σ (Standard error of estimate), рассчитанная по методу наименьших квадратов.	0,24ppm
Концентрационная чувствительность S (sensitivity), [(имп./с)/мас.%]. S определялась как коэффициент уравнения (константа наклона, the slope constant): $N_{SKα}=S \times C_s + N_b$ где $N_{SKα}$ - скорость счёта на линии *SKα*, имп./с; C_s – содержание серы, масс.%; N_b – скорость счёта *SKα*, измеренная на чистом (не содержащем серу) масле.	55000
Нижний предел обнаружения c_L(the minimum detectable limit или the lower limit of detection – LLD), масс.%, который рассчитывался по формуле : $c_L = \frac{3{,}29}{S}\sqrt{\frac{N_b}{t}}$ где t - экспозиция при измерении фона (100 секунд).	0,5 ppm
Нижний практический предел обнаружения, который рассчитывается по формуле: $C = \sqrt{\frac{\sum_i (M - N_b)^2}{n}}$, где n количество измерений на чистом (не содержащем серу) масле, $M = \sum_n N_b / n$ среднее значение.	0,65 ppm

Градуировочная характеристика (ГХ) для диапазона (0 – 60)ppm серы.

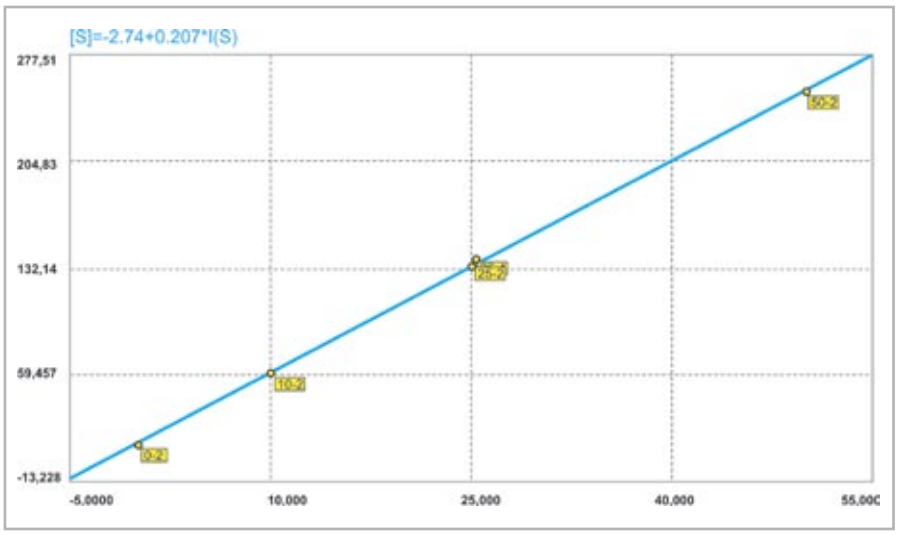


Рис. 1. Градуировочная характеристика 0 - 60ppm для определения серы в дистиллятных нефтепродуктах

СПЕКТРОСКАН SW на порядок превосходит энергодисперсионные анализаторы серы. Одновременно, благодаря новой рентгенооптической схеме, значительно увеличена точность измерений. В аппарате СПЕКТРОСКАН SW применено оригинальное боковое расположение пробы, обеспечивающее высокую воспроизводимость измерений для различных нефтепродуктов и гарантирующее отсутствие влияние степени заполнения кюветы на результат анализа. На градуировочной кривой 0 – 60 ppm (градуировочный график приведен на рис.1) видна четкая, линейная концентрационная зависимость и хорошая повторяемость.

При построении ГХ от 0 до 5 ppm (0,-0000-0,0005%) серы σ осталась практически неизменна по сравнению с диапазоном 0 – 60 ppm и составила 0,242ppm; ожидаемая погрешность анализа для середины градуировочного диапазона может быть оценена как двойная величина σ, т.е. для 2,5ppm она составляет 0,48ppm.

ПОВТОРЯЕМОСТЬ

В соответствии с ISO 20884:2004 и ГОСТ Р 52660-2006 повторяемость может превышать предельное значение[2] только в одном случае из двадцати, т.е. доверительная вероятность составляет 95 %.

Для определения повторяемости в области низких концентраций были взяты образцы с массовой долей серы 10 и 5 ppm. В нашем исследовании было проведено 40 единичных измерений каждого содержания.

Предел повторяемости для 10ppm по ГОСТ 52660 и ISO 20884 1,9ppm. В исследовании предел повторяемости не был превышен ни разу. Максимальное значение повторяемости составило 1,3ppm.

Предел повторяемости для 5ppm составляет 1,8ppm. В нашем исследовании при проведении сорока единичных измерений предел повторяемости не был превышен ни разу. Максимальное значение повторяемости составило 0,6ppm.

Отличительные особенности и преимущества анализатора «СПЕКТРОСКАН SW»:

- СПЕКТРОСКАН SW соответствует требованиям ГОСТ Р 52660-2006 и EN ISO 20884:2004, позволяя измерять не только линию серы, но и линию фона на длине волны 5450 mÅ.
- Конструктивно анализатор «СПЕКТРОСКАН SW» состоит из трех блоков, объединенных в едином корпусе. Корпус представляет собой напольную промышленную стойку на колесах.
- Боковое расположение пробы в анализаторе исключает необходимость использования дополнительного защитного окна с пленкой, что уменьшает погрешность, вызванную ее загрязнением и неравномерностью толщины.
- Анализатор не требует использования аргонметановой смеси и т.п. для продувки детектора, т. к. используется отпаянный детектор повышенной чувствительности. Это особенность значительно снижает требования к помещению лаборатории и устраняет необходимость косвенных затрат на отдельные помещения для установки баллонов. Также отсутствуют ограничения, связанные с повышенным классом опасности оборудования, требующего в работе газы.
- Процедура анализа полностью автоматизирована. Анализатор имеет встроенные компьютер, клавиатуру, дисплей, Результаты измерений массовой доли серы в нефтепродукте распечатываются на встроенном в корпус анализатора термопринтере. Приобретение внешнего компьютера не требуется. При необходимости вывода результатов на внешний компьютер или в систему АСУТП в анализаторе есть выход USB, программное обеспечение по заказу поставляется бесплатно.
- В комплект поставки входят все расходные материалы, необходимые для анализа.
- Анализатор освобожден от радиационного учета и контроля и не требует получения специального разрешения (лицензии) на право работ с источниками ионизирующих излучений. Транспортировка, хранение, приобретение – без ограничений по радиационному фактору.
- Внесен в государственный реестр средств измерений под номером №36098-07, поставляется со свидетельством о поверке.
- Рекомендован ТК 31 к применению для контроля качества дистиллятных нефтепродуктов по процедуре ГОСТ Р 52660 (EN ISO 20884). ■

Рентгеновские
Спектрометры и анализаторы
СПЕКТРОН

ООО «НПО «СПЕКТРОН»
190103, Санкт-Петербург,
ул. Циолковского, д.10 А, а/я 214
т.: (812) 325-81-83
ф.: (812) 325-85-03
e-mail: to@spectron.ru

КОМПРЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО МИРОВЫМ СТАНДАРТАМ

Ни один из основных технологических процессов нефтегазовой отрасли, включая бурение, эксплуатацию скважин, утилизацию попутного нефтяного газа, а также переработку углеводородного сырья, не обходится без использования компрессорного оборудования. Каждый из технологических процессов предъявляет определенные требования к оборудованию, что определяет тип и параметры компрессора. На сегодняшний день найти единого производителя, который бы поставлял компрессорное оборудование для любых техпроцессов, крайне затруднительно.
Компрессорный комплекс «Борец» в этом смысле можно назвать уникальным. Пожалуй, это единственная компания, способная предложить нефтяникам необходимое компрессорное оборудование практически для любого технологического процесса, включая бурение, добычу, процессы сбора и утилизации нефтяного попутного газа, обслуживание и ремонт скважин, а также процессы переработки углеводородного сырья (НПЗ и ГПЗ).

В состав Группы «Борец» входят крупнейшие предприятия с многолетней историей, производящие нефтедобывающее и компрессорное оборудование. Предприятия сертифицированы международными стандартами качества, внедрены новые современные технологии, модернизировано производство. В 2008 году Компрессорный комплекс «Борец» расширил собственные производственные площадки за счет приобретения ОАО «Компрессорный завод», расположенный по адресу: г. Краснодар, Ростовское шоссе, 14/2.

В настоящее время номенклатура Компрессорного комплекса «Борец» включает: воздушные, газовые винтовые и поршневые компрессорные установки, модульные станции для сжатия взрывоопасных газов, газоразделительные станции (передвижные азотные станции серии Borets-СДА, переносные серии Borets-НДА и станции в модульном исполнении серии Borets-АМУ), АГНКС, оборудование для утилизации нефтяного попутного газа, по желанию Заказчика, разрабатываются компрессорные установки под индивидуальные необходимые параметры.

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Нефтяные компании, желая свести уровень сжигаемого газа к минимальным показателям, реализуют различные программы по сбору и утилизации НПГ: строят газотурбинные электростанции, вырабатывающие электроэнергию для нефтепромысловых нужд, транспортируют газ на ГПЗ или НПЗ (если они находятся в зоне досягаемости) для получения целого спектра продуктов нефтехимии, строят комплексы очистки и сдают подготовленный газ в магистральные трубопроводы, с целью повышения нефтеотдачи осуществляют закачку газа под высоким давлением в пласт. Вариантов много, и в 95% случаев они невозможны без использования компрессорного оборудования.

Если на месте добычи обустраивается инфраструктура, предусматривающая наличие стационарной компрессорной станции, то Компрессорный комплекс «Борец» может предложить поршневые и винтовые дожимающие газовые компрессорные установки с различными типами приводов, в том числе и с газопоршневым. Если строительство здания компрессорной станции не предусмотрено или невозможно, то решением проблемы могут стать модульные компрессорные станции серии МКС на базе газовых поршневых и винтовых компрессорных установок. Станции поставляются в полной готовности к пуску. В стандартной комплектации предусмотрены все необходимые для надежной и качественной работы системы, такие как: система автоматики и управления с возможностью вывода сигналов на удаленный пульт, системы подогрева станции, освещения, регенерации тепла, средства пожарной безопасности, а также системы газоанализации и принудительной вентиляции. Все станции, выпускаемые для сжатия углеводородных газов, поставляются во взрывозащищенном исполнении. По требованию заказчика станции могут быть укомплектованы системами регулирования производительности в широком диапазоне.

Borets-МКС-27.2-6ГСЭ.01

К преимуществам модульных станций серии МКС на базе поршневых КУ можно отнести отсутствие загрязнений газа маслом при сжатии и экономию затрат на электроэнергию, изготовление станций МКС только на базе «сухих» поршневых компрессоров, благодаря чему исключает необходимость в установке дополнительных очистительных комплексов. Максимальное содержание сероводорода в сжимаемом попутном газе может достигать 20%.

Компрессорный комплекс «Борец» в проектах по утилизации применяет компрессорные модули как собственного, так и импортного производства.

За 2008-2010 годы Компрессорным комплексом «Борец» реализованы проекты с поставкой компрессорного и дополнительного оборудования в составе установок сбора, подготовки и транспорта газа, установок осушки и переработки газа для подразделений ОАО «Газпром», АО НК «КазМунайГаз», СП «КазГерМунай» и других.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЗОТНЫХ СТАНЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.

В нефтегазовой промышленности успешно развиваются технологические процессы, связанные с использованием газообразных веществ, в частности азота.

Круг задач, решаемый в нефтепромысловой и газодобывающей практике с использованием азота весьма широкий и разнообразный, вот некоторые из них:

- Продувка и опрессовка нефтегазопроводов;
- Осушка нефтегазопроводов и оборудования;
- Азотное пожаротушение;
- Бурение скважин;
- Ремонт скважин;
- Стимуляция притока скважин, цементирование скважин;
- Продувка оборудования УКПГ, КС, ДКС;
- Заполнение азотом технологических объемов;

В настоящее время освоены и выпускаются передвижные и стационарные азотные компрессорные станции серии Borets-СДА и Borets-НДА производительностью от 5 м^3/мин до 35 м^3/мин при давлении от 101 до 400 Атм., с концентрацией азота в инертной газовой смеси от 90% до 99,9%, удовлетворяющие все потребности компаний-потребителей нефтегазовой отрасли. ►

С момента разработки и начала изготовления передвижных азотных компрессорных станций серии Borets-СДА неоднократно производилась модернизация, учитывающая пожелания потребителей, как по техническим характеристикам, так и по эргономике и удобству эксплуатации станций.

При проектировании новых моделей передвижных компрессорных станций, Компрессорный комплекс «Борец» ориентируется в первую очередь на создание надежных, экономичных и простых в обслуживании компрессорных станций, для эксплуатации на объектах с суровым климатом, удаленных от баз снабжения, техобслуживания и ремонта. Благодаря значительному запасу прочности основных узлов и агрегатов, простоты конструкции и ремонтопригодности, передвижные компрессорные станции Borets-СДА имеют срок службы, значительно превышающий срок службы компрессорных станций других производителей, и получили заслуженное доверие со стороны потребителей.

Любая из выпускаемых установок может быть поставлена в различных вариантах исполнения:

- на автошасси «КАМАЗ», «Урал», «КрАЗ», «МЗКТ», «ИВЕКО» и других марках шасси отечественных производителей и импортного производства;
- контейнерное исполнение – на базе 20 и 40 футовых контейнеров в пределах допустимого ГИБДД транспортного габарита;
- на автоприцепах и тралах различных производителей;
- на салазках (серия Borets-НДА и Borets-НДА-М);
- азотные компрессорные станции в блочно-модульном исполнении нестандартных размеров по требованиям заказчика;

Учитывая суровые климатические условия эксплуатации выпускаемых компрессорных станций, для минимизации затрат на обслуживание, специалистами Компрессорного комплекса «Борец» была проведена модернизация поршневых компрессоров применяемых в азотных компрессорных станциях. В частности, модернизированная компрессорная станция Borets-СДА-10/251 изготавливается с поршневым компрессором «в сухом исполнении» – Borets-4ГМ2,5-10/251С – без смазки цилиндров и сальников, с применением специальных уплотнений штоков, поршневых колец, спец. обработки рабочей поверхности цилиндров – всё это позволяет компрессорной установке работать без принудительной смазки, тем самым значительно повышая надежность и безотказность компрессора в условиях низких температур. Применение компрессора в «сухом» исполнении исключает расходы на смазывающие материалы (компрессорное масло КС-19), продлевает срок службы фильтрующих элементов, адсорбера и мембранного газоразделительного блока.

Также компрессорные станции Borets-СДА оснащены автономной системой подогрева двигателя шасси, приводного дизельного двигателя компрессора и самого компрессорного агрегата, при необходимости учитываются требования потребителей по исполнению, компоновке, комплектации станции дополнительным оборудованием.

Borets-СДА-20/251

БУРЕНИЕ

Уже более 10 лет «Борец» поставляет винтовые воздушные компрессорные установки «Шторм» производительностью до 65 нм^3/мин для буровых комплексов ведущих российских и иностранных производителей.

Для блоков, где отсутствует отопление, возможно применение винтовой установки «Шторм» с системой подготовки к пуску при отрицательных температурах (СПП). Минимальная окружающая температура может достигать -40°С. За всю историю поставок данного вида продукции не было ни одного выхода из строя компрессорной установки, что только подтверждает надежность этого оборудования.

Другим продуктом для буровых комплексов, также хорошо себя зарекомендовавшим, являются модульные компрессорные станции серии ВКУ КС, монтаж которых производится вместо компрессорных блоков бурового комплекса. Все станции серии ВКУ КС поставляются в полной готовности к пуску и имеют сквозной проход вдоль станции, обеспечивая свободный доступ к каждому элементу, как компрессора, так и вспомогательного оборудования. Станции могут изготавливаться на базе стандартных 20-и и 40-футовых контейнеров. Стандартное исполнение модульных станций подразумевает использование их при температурах окружающей среды от -40 до +40°С. Следуя пожеланиям нефтяников, завод спроектировал новую модульную компрессорную станцию для эксплуатации в условиях Крайнего Севера при температурах окружающей среды до -60°С с автоматическим поддержанием внутренней температуры станции. Большинство станций серии ВКУ КС разрабатываются индивидуально под конкретные условия заказчиков с учетом их пожеланий и правил безопасности.

ПЕРЕРАБОТКА

Поршневые воздушные и газовые компрессоры «Борец» давно эксплуатируются на НПЗ и ГПЗ, а также предприятиях нефтехимической отрасли. Эти установки, используемые в различных технологических процессах, на ряде предприятий надежно эксплуатируются более 30-и лет. В нефтеперерабатывающей отрасли хорошо известны компрессоры для газо-факельного хозяйства 305ГП-20/18, работающие при повышенном содержании сероводорода, компрессоры для сжатия пропана и бутана 305ГП-20/35, различные модели компрессоров для наливных эстакад и т.д. Сохранив названия, устаревшие модели были существенно модернизированы и в настоящее время в существующей компрессорной станции заказчик может заменить устаревшую машину на совершенно новый в техническом плане компрессор Borets-305ГП-20/18 или Borets-305ГП-20/35. Новая система автоматики на базе микропроцессорных контроллеров, «сухое» сжатие газа, надежные сальниковые уплотнения ведущих мировых производителей, современные клапаны систем газораспределения – все это уже входит в стандартное исполнение компрессора.

Существенная модернизация коснулась не только компрессорного оборудования для сжатия различных газов – специальные компрессоры высокого и среднего давления (Borets-305ВП-16/70, Borets-402ВП-4/220, Borets-2ВМ4-8/401) также приятно удивят заказчиков своей новой комплектацией.

Компрессорный комплекс «Борец» может стать Вашим надежным партнером на всех этапах производства: от бурения до переработки. Индивидуальный подход к каждому Заказчику и широкие производственные возможности позволяют изготавливать компрессорное оборудование под самые специфические требования и условия новых технологических процессов. ■

Центральный офис
ООО «ТК БОРЕЦ»
127018, г. Москва, Складочная ул., 6
Тел.: +7 (495) 363-97-55
Факс: +7 (495) 689-02-43
E-mail: tkborets@borets.ru

Обособленное подразделение
ООО «ТК БОРЕЦ»
350072, г. Краснодар, Ростовское шоссе, 14/2
Тел./факс: +7 (861) 224-38-29

ПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ НОМЕНКЛАТУРЫ
WWW.BORETS-COMPRESSOR.RU

СТРУКТУРА ПРОНИЦАЕМОСТИ ЗЕМНОЙ КОРЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ КАРТИРОВАНИЯ ОЧАГОВ ЛОКАЛИЗОВАННОЙ РАЗГРУЗКИ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ

STRUCTURE OF PERMEABILITY OF THE EARTH'S CRUST AND THE TECHNOLOGICAL DECISION OF THE PROBLEM OF THE LOCAL FOCUS OF DEEP FLUID UNLOAD MAPPING

А.И. ТИМУРЗИЕВ | Доктор геолого-минералогических наук, Зам. Главного геофизика ОАО «ЦГЭ» | Москва e-mail: aitimurziev@cge.ru

A.I. TIMURZIEV | Doctor of Science Central Geophysical Expedition | Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефть, газ, сдвиги, проницаемость земной коры
KEYWORDS: Oil, gas, slip faults, permeability of an earth's crust

Работами ОАО «ЦГЭ» в пределах севера Западной Сибири выделен особый тип разрывных нарушений сдвиговой природы - структуры горизонтального сдвига (СГС) фундамента, контролирующие широкий спектр структурно-деформационных и флюидодинамических парагенезов нефтегазоносных структур. На примере месторождений севера Западной Сибири демонстрируются возможности сейсморазведки 3D в решении задач структурной и кинематической интерпретации разломов.

Due to works of CGE JSC within the limits of the north of Western Siberia the special type of the shift-nature faults - the horizontal Strike-Slip Faults Structures (SSFS) of basement, controlling a wide spectrum of structural, tectonic and hydrodynamic anomalies of oil and gas content structures is identified. By the example of the Western Siberia oil-fields opportunities of 3D seismic structural and morphokinematical interpretation of faults and stress-deformed state of rocks reconstruction are shown.

Введение

Со времен Всесоюзных совещаний по генезису нефти разломам земной коры отводится важная аргументирующая роль в вопросах миграции и формирования залежей УВ. Наличие или отсутствие разломов в пределах месторождений рассматривалась косвенным признаком проявления вертикальной или горизонтальной миграции УВ при формировании залежей. Ранние исследования по изучению связей нефтегазоносности структур с разломами (Н.А.Кудрявцев, В.П.Гаврилов и др.) не привели к доказательству или отрицанию таковых и, в зависимости от убеждений, воспринимаются нефтяниками неоднозначно. При кажущейся неоспоримой роли разломов на структурообразование, связь их с продуктивностью не столь очевидна. Причиной тому методология подходов, разноуровенность объектов исследований и их связей с нефтегазоносностью структур (в масштабной иерархии от микротрещин коллектора до глубинных разломов, контролирующих зоны и пояса нефтегазонакопления, 10 порядков), объективные причины технологических ограничений при изучении разломов. Природа разломадуализм кинематики: сдвиговая компонента (тангенциальные напряжения) ответственна за деформацию формы геосреды (формирование горизонтальных сдвигов и присдвиговой складчатости), сбросовая компонента (нормальные напряжения) ответственна за объемную деформацию пород (дилатансия, формирование трещин отрыва и проницаемых каналов) не может быть познана двумерными наблюдениями. С внедрением сейсморазведки МОГТ-3D, появилась возможность объемного изучения разломов, осложняющих его структурных парагенезов, расшифровки кинематики деформаций и неоднородности напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород, механизма дискретно-прерывистого и амплитудно-резонансного возбуждения земной коры вдоль разломов фундамента, что позволяет объяснить факты пространственной и временной дискретности реализации свойств проницаемости разломов в условиях, когда 95% поверхности Земли в верхней части земной коры находится в условиях интенсивного горизонтального сжатия (П.Н.Кропоткин, 1987). Учитывая, что процессы дегазации Земли имеют рассеянную (диффузионную) и локализованную (фильтрационную) формы (вторая ответственна за формирование ►

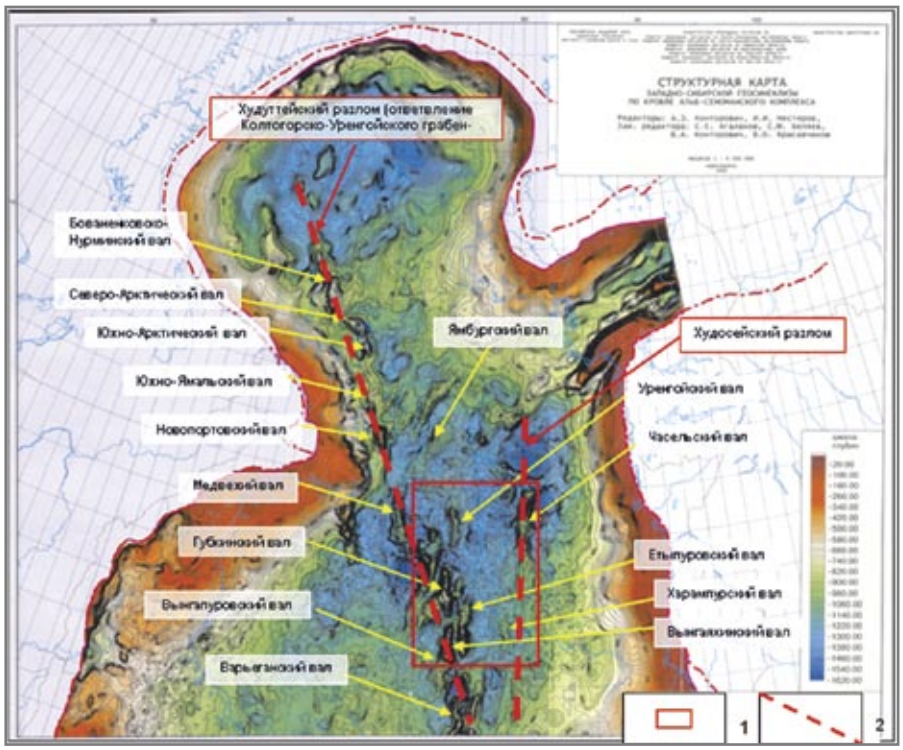


Рис.1. Структурная карта Западно-Сибирской геосинеклизы по кровле альб-сеноманского комплекса по [3] с дополнениями: 1- положение площади с доказанными сейсморазведкой 3D СГС на фоне регионального строения севера Западной Сибири; 2 - предполагаемые надпорядковые линейные швы, связанные с региональными сдвигами фундамента на теле активизированных на неотектоническом этапе фрагментов Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта (Худуттейский и Худосейский разломы). Положение крупнейших валов и понятий характеризуется кулисным сочленением с линиями региональных сдвигов фундамента.

концентрированных форм УВ), обоснование структурных признаков растяжения земной коры и механизма разгрузки глубинных флюидов, идентификация (локализация) и картирование каналов вертикальной разгрузки УВ имеет важное научно-практическое значение. Формирование залежей на барьерах глубинного массопереноса связано с фильтрацией потоков флюидов, локализованныхввертикальных«сверхпроводящих» колоннах на телах горизонтальных сдвигов фундамента и на сводах растущих понятий, обеспечивающих растяжение и раскрытие недр. На примере изучения структур горизонтального сдвига (СГС) показаны возможности сейсморазведки 3D по картированию очагов скрытой разгрузки УВ, подводящей нас к технологии прямого прогноза нефтегазоносности верхней части земной коры и практическому решению вопроса об источниках и формах миграции УВ.

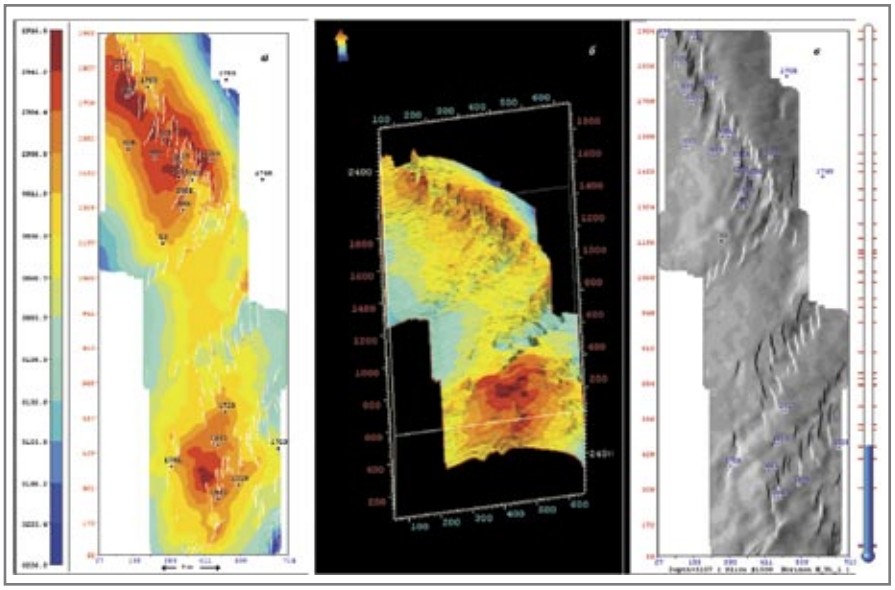


Рис.2. Надым-Пурская синеклиза, Еты-Пуровский вал. Структурная модель горизонта Ю11 (васюганская свита верхней юры): а - структурная карта; б - куб структурной поверхности (аксонометрия); в - карта углов наклона (угол подсветки 270°)

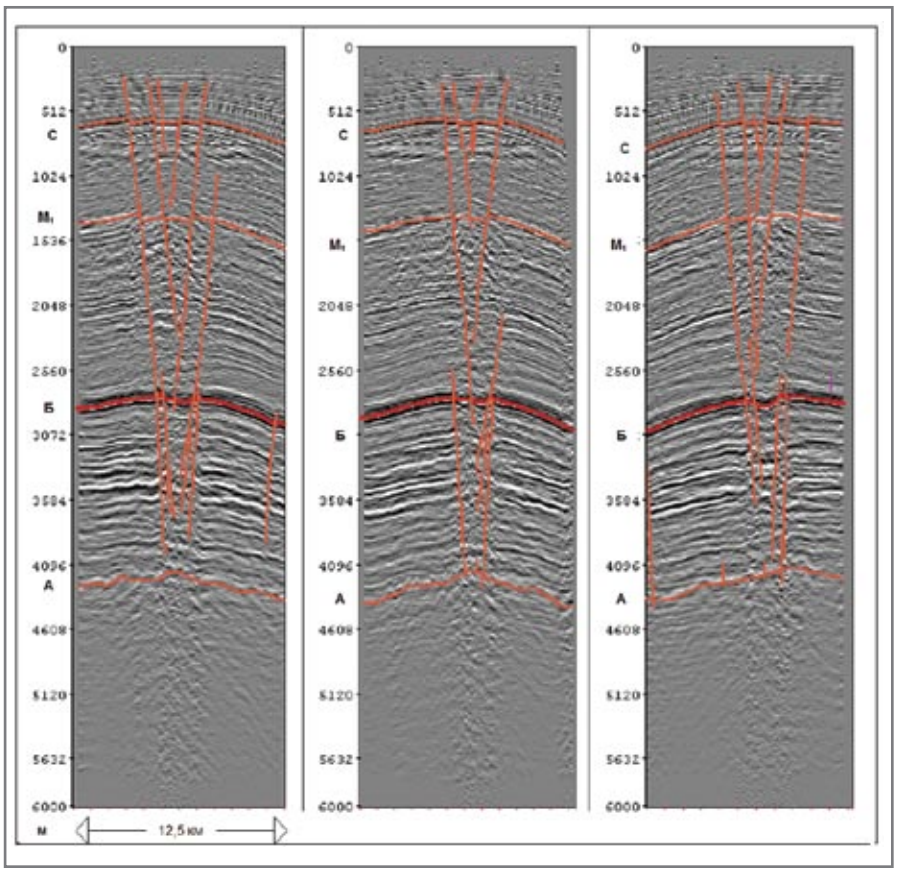


Рис.3. Еты-Пуровский вал, Северный купол (ЦГЭ, 2006).
Поперечные профили через шовную зону сдвига фундамента, с которыми связаны «окна проницаемости» и каналы вертикальной фильтрации флюидов при формировании залежей в чехле и фундаменте осадочных нефтегазоносных бассейнов.

Предмет исследований

Работами ОАО «ЦГЭ» по результатам обработки и интер-претации сейсморазведки 3D на севере Западной Сибири выявлен особый тип разломов, связанный с проявлением горизонтальных сдвигов фундамента [1,2]. Благодаря широкому внедрению сейсморазведки 3D стало очевидным, что проявление структур горизонтального сдвига (СГС) в Западной Сибири явление широко распространенное. Геологический феномен, связанный со СГС, выходит за рамки традиционных представлений о структурных объектах Западной Сибири и не поддается интерпретации стандартными методами геолого-геофизического анализа. На многочисленных примерах доказано, что СГС достоверно картируются только сейсморазведкой 3D, в то время как на огромных территориях Западной Сибири они неверно интерпретируются по данным сейсморазведки 2D.

География распространения и тектоническая позиция СГС

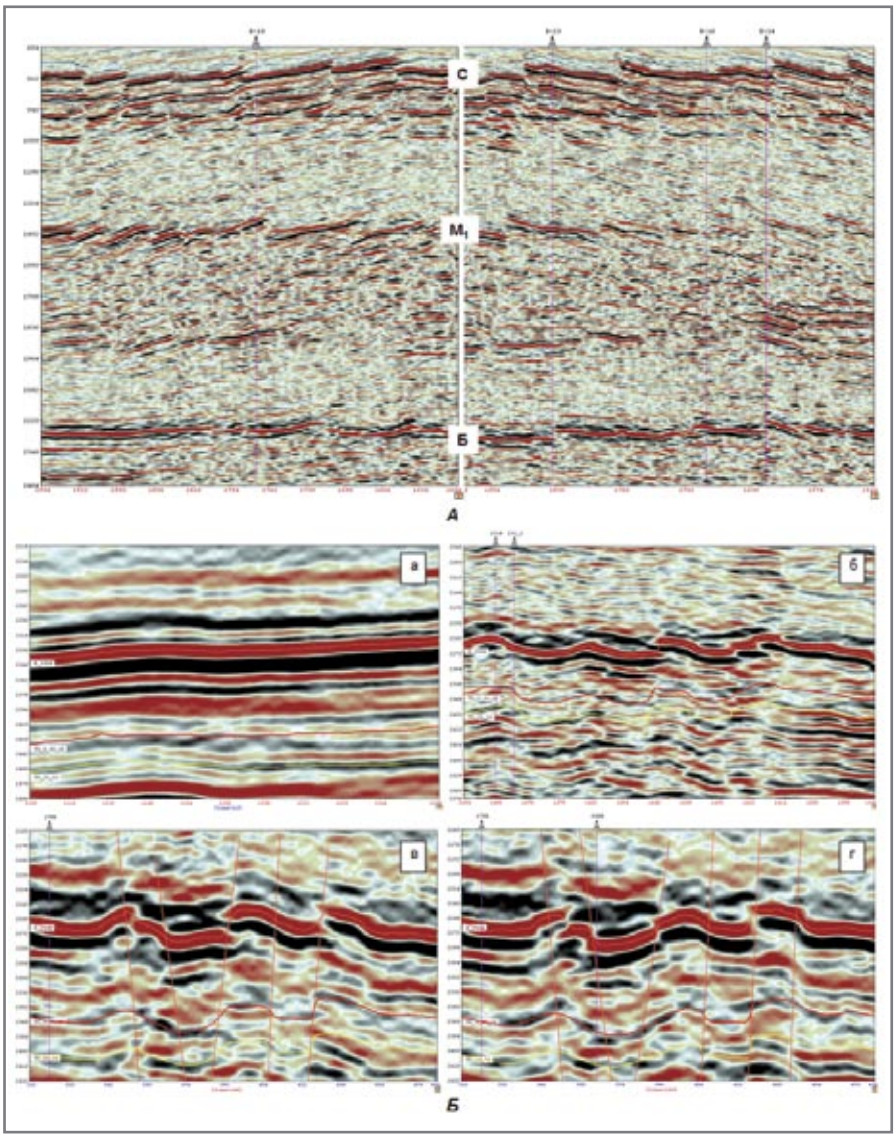
СГС достоверно выделены сейсморазведкой 3D в пределах Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Васюганской синеклиз на площадях ОАО «Газпром нефть», ОАО «Роснефть», ОАО «Лукойл», ТНК-ВР и других недропользователей (группа Еты-Пуровских, Комсомольских, Харампурских, Часельских понятий, Кынское, Русское, Новогоднее, Губкинское и др.). Перечень площадей, прошедших обработку и интерпретацию в ОАО «ЦГЭ», позволяет представить географию и оценить масштабы проявления сдвиговых деформаций, вносящего новые взгляды на традиционные представления о строении и генезисе пликативной складчатости осадочного чехла Западной Сибири. Характер проявления сдвигов фундамента в тектонике севера Западной Сибири демонстрировался на многочисленных примерах [1,2].

СГС, выделенные по съемкам 3D, покрывают значительную территорию – от северной границы Ханты-Мансийского округа до полярных широт общей площадью более 500 тыс.км^2, включающей крупнейшие месторождения УВ. Анализ данных сейсморазведки 3D западнее Вынгапуровского вала и Северного свода, а также южнее Широтного Приобья свидетельствует о заметном ослаблении признаков проявления СГС. В то же время северная (Арктическая часть) и восточная (до меридиана р. Енисей) границы распространения СГС не определены и есть все основания полагать, что огромная территория севера Западной Сибири и Карского моря, где выявлены гигантские месторождения газа, также подвержена сдвиговым деформациям.

По результатам обобщения данных сейсморазведки 2D (Восточно-Етыпуровская, Валынтойская, Урабор-Яхинская, Ванско-Намысская, Западно-Харампурская и другие поисковые площади), региональных структурных построений [3] и схем тектонического районирования (В.С.Сурков, О.Г.Жеро, 1981) мы предполагаем распространение СГС по всей территории центральной части Западной Сибири от Широтного Приобья до арктического Заполярья. ►

Анализ свидетельствует о проявлении СГС на телах валов, мезо- и мегавалов, образующих линейную надпорядковую мегаструктуру СЗ простирания. Эта структура, помимо валов с доказанным работами 3D проявлением СГС (Вынгаяхинский, Вынгапуровский, Еты-Пуровский, Северо-Губкинский валы, группа Комсомольских поднятий, Новогоднее, Ярайнерское), включает Центрально-Уренгойский, Медвежий, Новопортовский, Южно-Ямальский, Нурминский, Северо- и Южно-Арктические мезовалы, Бованенковско-Нурминский мегавал, Варьеганский вал и другие поднятия, расположенные в створе этой мегаструктуры, в пределах которых предполагается развитие СГС. На структурной карте по кровле альбсеномана [3] эта структурная линия выражена цепочкой кулисного сочленения перечисленных поднятий к глубинному шву Западной Сибири, связанному с Худуттейским ответвлением Колтогорско-Уренгойского рифта. Вторая линия, выраженная цепочкой кулисного сочленения Харампурского, Часельского, Русского, Тазовского и других валов, продолжающихся в сторону Большехетской впадины и Енисей-Хатангского прогиба, связана с активизированными на новейшем этапе фрагментами Худосейского рифта (рис.1).

Сдвиги фундамента установлены на Вынгапуровском, Вынгаяхинском, Ярайнерском и других площадях ОАО «Газпром нефть», где их строение и генезис идентифицируют характерные кулисные зоны разломов в плане и структуры «пальмового дерева» и «цветка» в разрезе осадочного чехла. Распространение СГС на юг предполагается нами по ряду косвенных признаков в пределах Надым-Пуровской (западная линия) и Васюганской (восточная линия) НГО Ханты-Мансийского АО на структурах Варьеганского, Тагринского и Ларьеганского валов (группа Варьеганских, Ваньеганских и Кошильских поднятий), Бахиловского, Александровского и Междуреченского валов (Бахиловские, Хохряковские, Пермяковские, Колик-Еганские поднятия). Признаки проявления СГС имеются и на Самотлорском месторождении. Все это свидетельствует о региональном характере процессов, определивших активизацию в пределах Западной Сибири горизонтальных сдвигов фундамента в позднекайнозойское время.



Примеры проявления: А - чешуйчатых сопряженных надвигов, послойного шарьирования и пластического течения юрско-меловых пород в зоне динамического влияния горизонтальных сдвигов фундамента, Б - тектонических деформаций разреза внутри зоны динамического влияния горизонтальных сдвигов фундамента на уровне баженовской свиты: а - ненарушенное залегание; б - дисгармоничная складчатость и рассланцевание пород; в - черепичное налегание разорванных фрагментов баженовской свиты; г - структуры шарьирования и будинирования в ачимовке и верхней юре.

Рис.4. Еты-Пуровский вал. Северный купол (ЦГЭ, 2006).

Особенности строения СГС

Особенности строения СГС рассмотрим на примере Еты-Пуровского месторождения (одноименный вал, структура 2-го порядка) и осложняющего его Северного купола – структурного элемента 3-го порядка (рис.2). Разломы чехла, картируемые съемкой 3D, идентифицируются как структурные признаки горизонтальных сдвигов фундамента по ряду характерных признаков: кулисному расположению систем оперяющих разломов, эшелонированным цепочкам приразломных складок, наличию линейных впадин присдвигового растяжения. В пределах шовных зон сдвигов фундамента образовались сопряженные зоны сжатиярастяжения, выраженные отрицательными (грабены) и положительными (горсты) структурами, рассматриваемые как присдвиговые складки волочения. Картина эта с небольшими отличиями закономерно повторяется на всех сейсмических горизонтах, начиная от низов тюменской свиты и заканчивая самыми верхними горизонтами осадочного чехла вплоть до дневной поверхности.

Преобладающее простирание оперяющих кулис шовной зоны сдвигов фундамента – меридиональное (350-360°). Кулисы группируются в линейную зону СЗ простирания (310-320°) шириной от 1,0-1,5 км в низах осадочного чехла до 5,0-6,5 км в кровле верхне-го мела. По простиранию шовная зона выполнена грабенами и впадинами присдвигового растяжения. Ширина грабена 0,5-1,0 км, глубина – 50-100 м по кровле верхнего мела. Протяженность шовной зоны сдвигов фундамента > 20 км (в пределах куба 3D). Приразломные складки располагаются кулисообразно по отношению к оси горизонтального сдвига под углом от 10-20° в низах юры до 30-40° в верхах мела. Сверху вниз к фундаменту кулисы складываются как веер в плоскость сдвига. Характерно чередование вкрест кулис шовной зоны опущенных (грабены) и приподнятых (присдвиговые складки) блоков, а также встречные углы падения оперяющих сбросов (разная полярность) и гипсометрическая инверсия приразломных структур по разные стороны от плоскости сдвига. Снижение вертикальной амплитуды сбросов вниз по разрезу, фронтальное положение складок волочения к плоскости сдвига, наличие грабен-структур проседания над шовной зоной, структура «пальмы» в вертикальном сечении и другие признаки свидетельствуют о правосторонней кинематике смещения с транстенсионной составляющей (сдвиг с элементами растяжения) для СЗ сдвигов фундамента Еты-Пуровского вала.

Оперяющие кулисы сдвигов фундамента имеют две компоненты смещения и представляют собой комбинированный тип сбрососдвигов и взбрососдвигов. Сбросовая составляющая деформаций подчеркивается элементами грабенгорстового строения свода по всему разрезу осадочного чехла. Амплитуда вертикального смещения увеличивается вверх по разрезу и достигает 100 м в кровле верхнего мела. Сдвиговая составляющая деформаций в строении Северного купола подчеркивается элементами смещения восточного блока структуры в ЮВ направлении, а западного блока в СЗ направлении вдоль шовной зоны сдвига. Амплитуда горизонтального сдвига оценивается первыми километрами по базальным горизонтам юры и кровли фундамента, тип смещения – правый сдвиг. СГС Южного купола и Центрального блока Еты-Пуровского вала имеют общие структурные признаки и генезис. От Северного купола их отличает простирание осей сдвигов (СВ), кинематика и стратиграфический диапазон проникновения в чехол. При общности морфологических черт сдвиги СВ простирания имеют левую кинематику и образуют единую тектонопару (динамопару сколов) со сдвигами СЗ простирания Северного купола.

Сейсмический образ СГС. Оперяющие кулисы сдвигов фундамента в поперечном сечении образуют пучок субпараллельных, сходящихся к основанию разломов. Плоскости их в проекции оси схождения фиксируют источник разрывообразования существенно ниже кровли фундамента (Рис.3). По данным 3D проседание блоков по системе сбросов фиксируется повсеместно в сводах структур Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Васюганской синеклиз в интервале от кровли фундамента до дневной поверхности. Стратиграфический диапазон, охваченный структурами вторичного обрушения сводов и формированием наложенных грабен-прогибов на телах СГС, коррелирует с интервалом «вспарывания» чехла оперяющими кулисами и является функцией интенсивности деформаций горизонтального сдвига. Сложные комбинации грабенгорстовых структур отражают неоднородность напряженнодеформированного состояния земной коры и идентифицируют чередование по площади и разрезу зон сжатия и растяжения горных пород. В поперечном сечении СГС образует в чехле структуру «пальмового дерева», характерную для транстенсионных сдвигов различных стадий развития.

Плоскости разломов имеют пологие углы падения, что свидетельствует о проявле-нии при их формировании режима растяжения, запечатленного элементами сбросовой тектоники. Типичные углы падения сбросов от 50-60° в верхней части, до 70-80° внизу разреза. Часто наблюдаемые сбросы являются бескорневыми, т.е. не прослеживаются ниже чехла, еще чаще наблюдается затухание разломов внутри чехла на различных срезах юры и мела. Другая особенность структуры «пальмового дерева» – обновление «кроны» более молодыми «побегами» – разломами самых поздних генераций. Общая закономерность возрастного соотношения разрывов сводится к омоложению нарушений к центру «ствола» и кверху «кроны» «пальмового дерева». Глубина их стратиграфического проникновения подчинена последовательности формирования кулис шовной зоны сдвигов фундамента и увеличивается от поздних приосевых нарушений к ранним периферийным.

Важной особенностью и генетическим признаком сдвигов фундамента в пределах рассматриваемой территории является практически повсеместное отсутствие следов вертикальных перепадов на уровне кровли фундамента. Это исключает поперечный изгиб, как механизм структурообразования, и для его объяснения требуется привлечение представлений о тангенциальной природе складчатых деформаций позднекайнозойского времени. Генезис локальных понятий позволяет классифицировать их как складчатость продольного изгиба (тангенциального сжатия).

Характер строения разломов в сейсморазведке 2D

Характер строения разломов по материалам сейсморазведки 2D и 3D принципиально отличается. Анализ съемок 2D, прилегающих и перекрывающих площади 3D, где выделены СГС, показывает, что даже при достаточно плотной сети наблюдений (2×2 км) сейсмические данные 2D не позволя-ют опознать кулисный рисунок строения СГС. По характеру прослеживаемости СГС на материалах 2D кулисное строение оперяющих разломов сдвигов фундамента продолжается далеко за пределами кубов 3D. Однако в силу дискретности пересечений разломов профилями 2D, истинную картину поведения плоскости разломов увидеть невозможно, и на данных 2D оперяющие кулисы сдвигов представлены зонами субпараллельных линий разломов, отражающих общее направление региональных сколовых сечений в фундаменте Западной Сибири.

Таким образом, картируемые сейсморазведкой 2D в центральной части Западной Сибири разломы СЗ и СВ простираний являются региональными швами горизонтальных сдвигов фундамента (в геомеханическом и кинематическом понимании), активизированными на неотектоническом этапе. Внутреннее строение этих швов и структурные парагенезы осложняющих их пликативных и дизъюнктивных структур не поддаются интерпретации и расшифровке методами сейсморазведки 2D, в связи с чем все существующие по этой огромной территории структурные построения, основанные на данных 2D, нельзя считать достоверными. Неверная интерпретация разломов приводит к неверным структурным построениям по целевым горизонтам, следствием чего является неправильная геометризация ловушек и неоптимальное размещение скважин. Сегодня уже можно утверждать, что в условиях кулисного строения оперяющих разломов региональных сдвигов фундамента севера Западной Сибири сейсморазведка 2D не может служить достаточной основой для заложения поисково-разведочных скважин, а тем более для проектирования разработки месторождений и проведения геолого-технологических мероприятий.

Структуроконтролирующая роль сдвигов фундамента

На локальном уровне структуроконтролирующая роль сдвигов фундамента проявляется в элементах блокового строения, соподчиненности амплитуд разломов и локальных поднятий, единовременности формирования парагенезов дизъюнктивных и пликативных структур. В соотношении региональных сдвигов фундамента и положения локальных структур отмечается строгая соподчиненность, согласно которой структуры являются осложнениями на телах сдвигов по их простиранию и в узлах пересечения. Часто сочленение локальных поднятий и валов с плоскостью сдвигов имеет кулисный характер. На основе анализа сейсморазведки 2D по северу Западной Сибири системы кулисных разломов в пределах локальных структур 3-го порядка рассматриваются нами элементарными составными кулисами шовных зон региональных сдвигов межблоковой делимости более высокого иерархического ранга. Таким образом, в условиях активного проявления сдвиговой тектоники на севере Западной Сибири, картирование новых разломов и, что особенно важно, прослеживание и детализация по простиранию разломов и флексур, выделенных ранее сейсморазведкой 2D, имеет важное прикладное значение при картировании присдвиговых тектонически-экранированных структур – потенциальных ловушек для поисков залежей УВ.

Деформации горных пород в зонах влияния СГС

Внутреннее строение СГС представляет собой зону «ряби» – фрагментарности сейсмической записи, нарушения сплошности и полной деструкции вмещающих пород. За счет дезинтеграции пород в шовной зоне сдвиговых деформаций отмечается снижение акустической жесткости и изменение атрибутов сейсмической записи. В строении структур, осложненных СГС, обна-руживается сложная комбинация механических деформаций горных пород и флюидодинамического воздействия, вызывающие «вспарывание» осадочного чехла и вздутие пластов над сводами поднятий с последующим их обрушением и проседанием в интервале проникновения разломов в осадочный чехол. Для СГС характерным является, что весь нарушенный разрез чехла деформирован единообразно по морфологии и одномоментно по времени (позднекайнозойское время). По разные стороны от оси сдвига направление «вспарывания» пластов встречное, против направления сдвига (рис.4, А). Примеры проявления чешуйчатых сопряженных надвигов, дисгармоничной складчатости и рассланцевания пород, послойного шарьирования и черепичного сдваивания разреза в зоне динамического влияния горизонтального сдвига фундамента – повсеместное явление для СГС (рис.4, Б). На микроуровне (микроимиджеры, керн) для СГС типично проявление интенсивной трещиноватости, разломов, текстур пластического течения и брекчирования пород юрско-мелового разреза. В разрезе корни зон деструкции ►

и дезинтеграции пород на ширину динамического влияния сдвига, сужаясь клином, уходят ниже кровли фундамента до глубин, освещенных сейсмической записью. Отличительной особенностью СГС является отсутствие видимых вертикальных смещений на уровне кровли фундамента. Ниже кровли фундамента просматривается вертикальный столб деструкции пород, связанный с «окном проницаемости» (Г.Л.Поспелов) земной коры. Очевидна тектоническая природа и связь с глубинными недрами горизонтальных сдвигов фундамента Еты-Пуровского вала, определивших линейные деформации чехла по кинематической схеме транстенсии, формирование приразломных структур по механизму горизонтального сжатия (продольного изгиба) и пластического нагнетания пород в ядра складок, формирование «окон проницаемости» на телах СГС, общее раскрытие недр и разгрузку УВ в осадочном чехле по механизму вертикальной струйной фильтрации. Сложные сочетания зон сжатия и растяжения пород на телах СГС по площади и разрезу определяют неоднородность строения резервуаров и ФЕС коллекторов.

Парагенезис СГС со структурами растяжения земной коры

В процессе сдвиговых деформаций на телах СГС формируются локальные структуры растяжения земной коры (СРЗК) как позднеинверсионные структуры обрушения пород над выступами фундамента. Тектоническая (эксплозивная) брекчия газового прорыва и другие признаки проявления эксплозивного разрыхления пород в пределах СРЗК (различные формы диапиризма: магматического, глиняного, соляного, нефтяного), служат индикаторами зон деструкции земной коры над СГС. Причина формирования СГС в различии физико-механических свойств пород пластичного чехла и жесткого фундамента и различная реак-ция на комбинированные горизонтально-вертикальные движения этих комплексов в силовом поле сдвиговых деформаций.

Важнейшими физико-геологическими предпосылками формирования СРЗК являются условия, когда обогащенные газами высоконапорные флюиды достигают кровли фундамента осадочного бассейна. Обладая резким градиентом петрофизических и упруго-деформационных свойств, эта структурная поверхность является критической для формирования градиента давления, вскипания газированных флюидов и эксплозивного (взрывного) увеличения объема внедряющегося флюидного диапира. При резком снижении давления во время прорыва флюидного диапира в пористую среду осадочного чехла и при переходе сжатой смеси из надкритической в докритическую область, за счет адиабатиче-ского расширения газовых компонентов (H_2O, CO_2 и др.), газожидкая смесь способна привести к увеличению объема внедряющейся УВ системы от нескольких до сотен раз. Так, по данным А.Г.Бетехтина (1955), при снижении давления от 1000 атм. до атмосферного давления (при постоянной температуре) объем углекислоты увеличивается примерно в 500 раз. Область концентрации активных газов во фронтальной части внедряющегося флюидного диапира превращается в зону скрытой эксплозии и взрывных брекчий (П.Ф.Иванкин, 1970). Форма структурного контроля СРЗК предопределена геометрией подверженных сдвиговым деформациям гетерогенных выступов фундамента, на апикальных и сводовых частях которых формируются структуры механо-деформационного разрушения и флюидодинамического прорыва нефтяных диапиров.

В строении СГС фундамента, выделяемых по характерному кулисному рисунку раз-ломов осадочного чехла, проглядывает телескопическое строение и вложенность в структуру механо-деформационного тела обрушения эксплозивного аппарата нефтяного диапира. Выраженные в осадочном чехле инверсионными впадинами позднего проседания, СГС и сопряженные с ними СРЗК представляют собой зоны брекчирования и дробления, пластического течения и нагнетания горных пород, выполняющие трубки флюидодинамического прорыва нефтяного диапира. Пространственное наложение и сочетание структурных (кулисное строение депрессионных впадин и разрывных нарушений) и флюидодинамических (расположение нефтяных полей и гидродинамических аномалий) парагенезов обосновывает связь этих структур с зонами растяжения и проницаемости земной коры.

Структурные признаки проницаемости земной коры

В условиях продолжающегося противоборства крайних точек зрения на генезис УВ и выработки единой концепции формирования залежей УВ как формы проявления «холодной» ветви глубинной дегазации Земли (Дегазация Земли; 2002, 2004), на повестку дня встал практический вопрос разработки методов прогнозирования и картирования очагов скрытой разгрузки глубинных флюидов в верхней части земной коры. Теоретическое и технологическое решение этой задачи подводит нас не только к решению вопроса об источниках и формах миграции УВ, но и к прямому прогнозу нефтегазоносности недр.

Структуры растяжения земной коры (СРЗК) парагенетически связаны с СГС по фундаменту, являются очагами скрытой эксплозии (разгрузки) и зонами аккумуляции глубинных флюидов в чехле и фундаменте осадочных бассейнов на различного типа структурно-литологических барьерах. Релаксация горизонтальных движений блоков фундамента через вертикальные восходящие движения (наложение СРЗК на СГС) приводит к растяжению земной коры, раскрытию и дегазации недр с формированием всего комплекса структурных и флюидодинамических парагенезов эруптивно-эксплозивной и гидротермально-метасоматической природы. В состав этих парагенезов, как их естественно-природные члены, входят сопровождающие формирование СГС вулканические, диапировые, дайковые и жильные комплексы. Нефтяные и углеводородные газовые месторождения и залежи различного типа, также рассматриваются составными элементами этих парагенезов. Проявления разномасштабной эруптивно-магматической и эксплозивно-гидротермальной деятельности различных глубинных источников вещества и энергии недр Земли (магматический и грязевой вулканизм, соляной и нефтяной диапиризм, кимберлитовые трубки взрыва и различные формы проявления газовых эманаций), являются физическими явлениями одной природы, в основе которых разные сочетания геолого-физических условий раскрытия и дегазации недр различного глубинного уровня и химического состава в пределах локальных СРЗК на телах СГС.

Нефтегазоносность СГС

Как нами было показано [4,5], в процессе эволюции сдвиговых зон происходит трансформация ранних сколов в нарушения с комбинированной (сдвиг с элементами растяжения) кинематикой правого сдвига для северо-западных и левого сдвига для северо-восточных сколовых сечений региональных сдвигов фундамента Западной Сибири. На нарушенных участках месторождений наблюдается веерообразное расщепление сдвигов, их кулисообразное перекрытие с образованием вторичных сбросов, которые в условиях растягивающих напряжений являлись флюидоподводящими к многочисленным межпластовым гидродинамическим барьерам и блоковым присдвиговым структурам. На участках локального растяжения структурных форм, сформировались гидротермально-стратиформные залежи пластово-жильного типа. Нефтенакопление локализуется на активных висячих крыльях сбросов, где формируются комбинированные залежи, образованные сочетанием структурного фактора и зон дробления оперяющих кулисных систем и сопровождающих их роя трещин отрыва. В пределах зоны динамического влияния горизонтальных сдвигов на участках локального растяжения структурных форм под глинистыми покрышками формируются залежи нефти и газа различного масштаба, определяемого объемами ловушек.

Месторождения нефти и газа с проявлением СГС характеризуются сквозным насыщением осадочного чехла и многопластовым строением (до 50 залежей и более по разрезу на севере ЗС). Высокая плотность разрывных нарушений и трещиноватости, а также обусловленная ими вертикальная проницаемость разреза в пределах СГС определяют высокую плотность миграционного потока УВ и как следствие, высокую плотность запасов, локализованных на многочисленных тектонических блоках. В условиях сложного блокового строения и тектонического экранирования залежи УВ характеризуются сложной природой и геометрией контуров с элементами неструктурного контроля (пластово-жильное насыщение), затрудняющими их геометризацию. Интенсивная нарушенность и трещиноватость, картируемые на макроуровне сейсморазведкой 3D и на микроуровне в скважинах (керн, FMI) предполагают существенную роль трещинной проницаемости в формировании фильтрационной среды гранулярных коллекторов, в особенности юрской части разреза. ►

В пользу этого говорят факты резкой неоднородности и анизотропии проницаемости юрских коллекторов ($К_{пр}$ изменяется от сотых до тысяч мД) и перепады дебитов скважин, исчисляемые величинами в 3-4 порядка. Нельзя не отметить и проявление аномалий пластовых давлений ($К_{ан}$ достигает 1,5) в интервале залегания юрских пород, как проявление молодости процессов формирования залежей УВ в пределах СГС.

Нефтегазоносность многопластовых месторождений, осложненных СГС, связана с зонами растяжения приразломных структур, которые в условиях сдвигового поля напряжений новейшего времени представляли собой механо-деформационные структуры разрушения и прорыва флюидодинамических (нефтяных) диапиров. Обеспечивая связь осадочного чехла и фундамента с глубинными недрами, в пределах СГС формировались вторично-наложенные пластово-жильные парагенезы «нефтяных тел» и сопутствующие им гидродинамические аномалии пластовых вод. На основе обобщения материалов по северу Западной Сибири, в соответствии с принципами фрактальности и дискретности первичной блоковой делимости земной коры (ромбический рисунок блоков регматической сети), СГС, картируемые сейсморазведкой 3D в пределах локальных структур, рассматриваются, как отмечалось, элементарными кулисами шовных сдвиговых зон межблоковой делимости более высокого ранга структурной иерархии. В пределах локальных поднятий они представляют собой зоны проницаемости земной коры, обеспечивающие через первичный дислокационный эпигенез вертикальную разгрузку глубинных флюидов в осадочном чехле. Многочисленные примеры таких парагенезисов подтверждают этот вывод и позволяют выработать единый взгляд на формирование генетически связанных с «окнами проницаемости» СГС залежей УВ. В основе этого подхода представления о глубинном источнике УВ, комплексном механо-деформационном и флюидодинамическом механизме формирования нефтегазоносных структур и их связи с новейшим этапом активизации земной коры и дегазации недр Земли.

С учетом результатов многочисленных палеореконструкций, свидетельствующих о постседиментационной природе и позднекайнозойском времени формирования разрывных и пликативных структур, осложняющих СГС, и балансовыми расчетами вмещающих способностей ловушек УВ, обоснован вывод о молодом возрасте и неоген-четвертичном времени формирования залежей нефти и газа Еты-Пуровского и многих других месторождений Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Как видно из содержания работы, проблема изучения СГС Западной Сибири выходит за рамки чисто научного интереса и приобретает для нефтяных компаний, работающих на объектах, осложненных СГС, важное практическое значение на всех этапах ГРР от поисково-разведочного бурения и проектирования разработки залежей на новых площадях до реанимации старых месторождений. Многие вопросы генезиса и строения СГС до конца не ясны. Для их изучения в ОАО «ЦГЭ» ведутся специальные научные исследования с привлечением ведущих ученых и научных школ России по изучению СГС. И уже сегодня ряд НК России (ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Лукойл», ТНК-ВР и др.) использует практический опыт ОАО «ЦГЭ» по применению технологических решений на основе имеющихся знаний в практике поисков, разведки и разработки месторождений УВ, расположенных на территории активного проявления сдвиговых деформаций Западной Сибири и других НГБ мира. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Гогоненков Г.Н., Лаврик А.С., Эльманович С.С. Зарождающиеся горизонтальные сдвиги в тектонике северной части Западной Сибири. – Геофизика, Специальный выпуск «Технологии сейсморазведки – I», 2002, с. 54-61.
2. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири. - Геология нефти и газа, 2007, №3 с.3-11.
3. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа Крайнего Севера Западной Сибири // О.М. Ермилов, Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович и др. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2004. – 141 с.
4. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектоно-физический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). – Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. М., МГУ, 2009. 40 с.
5. Тимурзиев А.И. Новая кинематическая модель сдвигов. - Доклады Академии Наук, 2009, том 428, №4, с.542-546.

специализированная выставка

Тюменская ярмарка

ОАО «Тюменская ярмарка»
Адрес: Россия, 625013, г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал
телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33; e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ МАГНИТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

SOME ASPECTS OF THE FURTHER DEVELOPMENT OF THE FERROFLUIDS PRODUCTION AND APPLICATION TECHNOLOGY

УДК 537.84

А.Н. ШАУРО к.т.н., генеральный директор ЗАО «НИПИ «ИнжГео» Краснодар
М.А. БЕРЛИН д.т.н., проф., ученый секретарь ЗАО «НИПИ «ИнжГео» e-mail: shauro@injgeo.ru
Ю.П. ГРАБОВСКИЙ д.т.н.

A.N. SHAURO PhD, Director General of CJSC SRIDS «InjGeo» Krasnodar
M.A. BERLIN Doctor of Science, professor, CJSC «SRIDS InjGeo» academic secretary
Y.P. GRABOVSKIY Doctor of Science

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Магнитные жидкости, нанодисперсные частицы, технология получения, утилизация отходов, область применения.

KEYWORDS: Ferrofluids, nanodispersed particles, producing technology, waste recovery, range of application.

В статье проанализированы основные этапы развития технологии получения магнитных жидкостей (МЖ). Подчеркнут вклад российских ученых на различных этапах развития и совершенствования технологии синтеза МЖ. Приведены примеры возможного промышленного использования МЖ в нефтяной промышленности. Содержится призыв к продолжению научно-исследовательских работ по изучению свойств, оценке качества и широкому внедрению процессов, устройств и приборов с использованием МЖ.
Настоящая статья освещает одно из многочисленных направлений нанотехнологий, которому, по мнению авторов, не уделяется в последнее время должного внимания.

This article analyzes the main aspects of the ferrofluids (FF) production technology. Russian scientists' contribution during the development and improvement of the different steps of the ferrofluids technological synthesis is highlighted in this article. Some examples of the possible industrial applications of the ferrofluids in oil industry are given. The article exhorts to continue studying the properties, quality assessment and large scale application of processes, equipments and devices based on the ferrofluids use.
Present article outlines one of the nanotechnology multiple directions which by authors' opinion is not attended enough. Information given in this article could be interesting for specialists who study ferrofluids properties and their applications.

Магнитные жидкости (МЖ) представляют собой коллоидные растворы нанодисперсных ферро- или ферромагнитных частиц, размер которых не превышает, как правило, 20 нм. Дисперсионной средой может служить любая жидкость. Устойчивость таких систем обеспечивается поверхностно-активными веществами, создающими защитный слой вокруг частиц дисперсной фазы.

Впервые магнитная жидкость была получена в середине 70-х годов прошлого столетия [1]. Массивный магнетит размалывали в шаровой мельнице в присутствии дисперсионной среды и стабилизатора. Длительность процесса и низкая производительность оборудования не позволяли получать МЖ в требуемых объёмах. Кроме того «крупные» частицы требовалось удалять из образца с использованием сильных магнитных полей. Стоимость 10 мл такой жидкости достигала 75 долларов США.

Заметный прорыв в технологии получения мж наметился с открытием химического способа приготовления высокодисперсных частиц магнетита. Частицы магнетита осаждали при добавлении щелочи к водному раствору, содержащему соли двух- и трёхвалентного железа. При нагревании полученной суспензии в неё вводили раствор стабилизатора в дисперсной среде. После расслоения реакционной смеси из неё удаляли водную фазу, а магнитную жидкость промывали дистиллированной водой, остатки которой удаляли при нагревании.

Работы в этом направлении с успехом велись как за рубежом [2], так и в нашей стране [3,4]. На этой стадии в качестве солей железа использовались хлориды двух- и трёхвалентного железа, растворы которых обладают высокой коррозионной активностью. Достаточно сказать, что аппараты, выполненные из простой углеродной стали, приходилось менять чаще, чем раз в три месяца. Устойчивость легированных сталей заметно ниже. Приемлемую устойчивость к таким растворам могут продемонстрировать только аппараты, изготовленные из титана.

Следующим важным этапом в развитии технологии получения МЖ явился отказ от использования хлоридов железа и переход к использованию в качестве исходного сырья только двухвалентного сернокислого железа с последующим парциальным окислением его раствора [5,6], причем преимущества от использования двухвалентного железа не ограничиваются только снижением коррозионности исходного раствора. Одновременно были успешно проведены работы по совершенствованию технологии получения мж. Это касается, прежде всего, разработки технологии непрерывного получения магнитной жидкости [7,8].

К настоящему времени синтезированы мж на различных основах: углеводородных фракциях (керосине), воде, силиконовых жидкостях, фторуглеродах, различных искусственных органических жидкостях, например, эфирах, алкил- и диалкилбензолах.

О направлении дальнейших работ по синтезу мж можно сказать, что ведутся исследования по созданию магнитных жидкостей на новых дисперсионных средах, не прекращаются разработки способов получения мж, позволяющих снизить её себестоимость, хотя и не всегда успешных [9]. Кроме того известны работы по утилизации отходом производства мж, т.е. маточных растворов. Для процессов разделения немагнитных материалов по плотности, где расход мж достаточно велик, ведутся работы по регенерации мж с целью многократного её использования. Благодаря ряду уникальных свойств мж нашли применение в самых различных отраслях промышленности.

В данной статье рассмотрены только те области применения магнитоактивных материалов, которые могут быть использованы в нефтедобывающей промышленности, включая транспортировку нефти или конденсата к местам переработки.

При этом необходимо учесть, что многие работы, связанные с практическим применением магнитоактивных материалов, ►

начатые в середине девяностых годов, были затем приостановлены в связи с определёнными экономическими трудностями. Поэтому, выбирая то или иное направление использования магнитоактивного материала с целью его практического применения, необходимо оценить полноту проведённых результатов к внедрению. Следует особо подчеркнуть, что каждое новое применение магнитной жидкости, МРС или магнитоактивного материала, будь то прибор или устройство, может потребовать разработки нового материала, обладающего своим специфическим составом и свойствами.

1. Разделение водонефтяных эмульсий с использованием магнитных жидкостей

На предприятиях, занимающихся производством, переработкой, транспортированием, реализацией и использованием нефтепродуктов, скопилось в настоящее время большое количество нефтешламов, вследствие аварийных разливов, в результате очистки резервуаров, предназначенных для хранения нефти и продуктов её переработки и др. Находящиеся в нефтешламах органические соединения оказывают губительное воздействие на природу и являются одним из генераторов экологического неблагополучия в нашей стране. Проблема утилизации нефтешламов актуальна и до настоящего времени не решена.

К настоящему времени накоплены миллионы тонн нефтешламов, которые находятся под открытым небом. Утилизация этих продуктов фактически не производится. При длительном хранении в прудах-отстойниках и амбарах компоненты нефтешламов разделяются на несколько слоёв. Прудовая вода разделяет тяжёлые фракции (опускающиеся на дно) от лёгких плотностью менее 1 г/см^3 (собирающихся на поверхности). Наибольший интерес на данном этапе, с точки зрения переработки органических компонентов нефтешламов, представляет верхний слой.

На основе анализа отечественных и зарубежных публикаций за последние 30 лет, по способам утилизации отходов, был сделан вывод, что начальной стадией всех процессов утилизации нефтешламов является их забор и смешение с углеводородным растворителем.

В одном случае таким растворителем является керосин, в другом – технический толуол, в третьем для смешения нефтяного шлама используется низкомолекулярный углеводородный растворитель парафинового ряда, например, гексан, ШФЛУ или газовый бензин. Так как технология разделения нефтешлама зависит не только от его состава (вода, углеводороды, механические примеси), но и от плотности, а также фракционного состава углеводородной фазы, то при проведении оценочных опытов проверены технологические приёмы, которые активно рекомендуется в известных способах утилизации нефтешлама. Определён состав образцов нефтешламов, предназначенных для использования в процессе их разделения. Ниже приведён состав отобранных образцов.

Проведены оценочные опыты по омагничиванию основных компонентов нефтешлама – водной и углеводородной фаз. При проведении оценочных опытов особое внимание уделено снижению вязкости исходного нефтешлама, которое осуществляли как за счёт нагрева образца, так и за счёт разбавления углеводородной фазы керосиновой фракцией. Результаты опытов по обезвоживанию образцов нефтешламов показали, что содержание влаги в углеводородной части образца не превышает 2%.

Проведённые лабораторные исследования по утилизации нефтешлама позволили предложить принципиально новую технологию утилизации нефтяных отходов. Новизна предлагаемой технологии заключается, прежде всего, в использовании магнитной жидкости, её уникальных свойств, в использовании аппаратов, работающих на новых принципах, ранее не использованных для этих целей ни у нас в стране, ни за рубежом [10,11].

2. Снижение гидравлического сопротивления в трубопроводе при транспортировке вязких жидкостей

Снижение гидравлического сопротивления в трубопроводе потоку вязкой жидкости, представляет собой задачу, интересную как с научной, так и практической точек зрения.

Например, транспортировка по трубопроводу мазута, нефти, высокомолекулярных полимеров и т.д. требует значительных энергозатрат для создания больших давлений. Покрытие внутренней поверхности трубопровода маловязкой магнитной жидкостью может привести к снижению его гидравлического сопротивления. Решение этой задачи достигается размещением на внешней поверхности трубопровода постоянных магнитов.

Установлено, что если вязкость МЖ достаточно мало (отношение вязкости транспортируемой жидкости и мж больше четырёх), то наличие магнитожидкостного покрытия внутренней поверхности трубопровода в принципе приводит к снижению гидравлического сопротивления трубопровода.

Для круглой трубы магнитожидкостное покрытие должно быть периодическим, либо по аксиальной, либо по азимутальной координате или по обеим сразу. Такое магнитное покрытие создаётся соответствующей компоновкой магнитной системы.

Определена степень влияния формы магнитожидкостного покрытия на величину эффекта снижения сопротивления [12].

Экспериментальную проверку снижения сопротивления в трубопроводе можно найти в работах [13,14]. Вместе с тем предложенная в этих работах компоновка магнитной системы не позволяет использовать их при перекачке вязких нефтей и нефтепродуктов, так как магнитное поле, создаваемое постоянными магнитами, расположенными на внешней стороне трубы, будет экранироваться трубой. В этом случае невозможно создать магнитожидкостное покрытие на внутренней поверхности трубопровода.

Тем не менее, эта задача может быть решена при другой компоновке магнитной системы [15].

Решение задачи управления гидравлическим сопротивлением и параметрами процессов, происходящих в пограничном слое, в прикладном аспекте далеко от завершения в силу сложности конструктивно-технологической её реализации.

Для трубопроводов большой протяжённости изготовление подобных магнитных систем становится очень трудоёмким и дорогим мероприятием и вряд ли может быть применено в технических сооружениях.

Несмотря на пессимистический вывод, сделанный в работе [12], по поводу практического использования трубопровода большой протяжённости с магнитожидкостным покрытием, экономический эффект от уменьшения диаметра трубопровода и затрат на его прокладку достаточно велик. Вместе с тем следует согласиться, что взаимодействие магнитожидкостного покрытия с турбулентно движущимся основным потоком, требует дополнительного изучения.

3. Приборы и устройства на основе магнитных жидкостей

В измерительных устройствах многих типов важнейшим узлом является преобразователь измеряемой величины (силы, давления, угла наклона и пр.) в электрический сигнал. Этот узел, как правило, состоит из двух частей: преобразователя силового воздействия в перемещение инерционной массы и преобразователя этого перемещения в выходной электрический сигнал. Желательно отсутствие в обоих узлах механических частей, резко снижающих надёжность датчиков. Именно поэтому появление мж привело к возникновению многочисленных конструкций датчиков, в которых чувствительным элементом является магнитная жидкость. Рассмотрим несколько примеров прибора и устройств с использованием МЖ.

Датчики давления. Так как магнитная жидкость втягивается в область сильного магнитного поля и способна, удерживаясь в нём, противостоять внешнему давлению (как, например, в уплотнениях), то эту способность можно использовать для измерения давления.

Датчики перемещения. Если трубка, заполненная мж, связана не с приёмником давления, а с расположенным внутри нее поршнем, то изменение уровня в трубке будет соответствовать перемещению поршня.

Фирмой «Fisher Controls» разработан измеритель расхода жидкости, в котором вертикальное перемещение конусообразного ►

№ образца	Плотность	Содержание, % вес		
		Воды	Мех. Примесей	углеводородов
1	0,926	>15	-	~85
2	0,928	31,7	3,7	64,6
3	-	60,9	6,4	32,7

1 – Обводнённый мазут; 2 – Славянск-на-Кубани, ППН №4; 3 – Смоленское м/р

поплавка, под действием потока с помощью двух магнитов, преобразуется во вращательное движением стрелки. При возникновении вихревых течений, колебания стрелки демпфируются магнитной жидкостью, и прибор показывает только изменения среднего расхода жидкости.

Существует множество конструкций датчиков с использованием МЖ. В разработке одной из них приняли участие сотрудники ЗАО «НИПИ «ИнжГео» [16].

4. Транспортировка нефтепродуктов и очистка внутренних поверхностей трубопроводов

Наиболее дешёвым и удобным видом транспорта нефтепродуктов является трубопроводный. Однако он в значительной степени потеряет свою эффективность и привлекательность, если прокладывать трубопровод для каждого вида нефтепродуктов. Поэтому возможность последовательной перекачки разносортных нефтепродуктов остаётся актуальной и в настоящее время. К этой задаче непосредственно примыкает другая – периодическая очистка внутренней поверхности трубопроводов, хотя способы решения этих задач заметно различаются.

Известен способ последовательной перекачки разносортных нефтепродуктов [17], предложенный сотрудниками РГАНГ им. И.М. Губкина. Они предлагают использовать разделитель-пробку при перекачке разносортных нефтепродуктов, причём в качестве материала разделительной пробки используют продукт перегонки одного из двух перекачиваемых нефтепродуктов в интервале температур выкипания углеводородов, общем для обоих перекачиваемых нефтепродуктов.

Для периодической очистки трубопроводов разработаны различные типы очистных устройств (ОУ). Рассмотрение конструкции ОУ не входит в задачу настоящего обзора. Тем не менее, следует обратить внимание на актуальность разработки таких устройств, и на важность контроля за прохождением ОУ по трубопроводу и определения положения застрявшего очистного устройства. Не случайно, что на научно-практической конференции «Применение магнитоактивных материалов и магнитных систем в народном хозяйстве» [18] рассмотрению этих проблем посвящено пять докладов.

В институте нефти и химии СО РАН (г. Томск) разработан и предлагается новый способ последовательной перекачки нефтепродуктов, в котором в качестве разделительной пробки используется гель, обладающий слабой адгезией к стенкам трубопровода, что позволяет ему скользить по трубопроводу не разрушаясь и не смачивая стенки, т.е. не расходуясь по мере продвижения. Такой гель позволит не только более чётко разделить перекачиваемые нефтепродукты, но взять на себя некоторые очистительные функции, например, удаление воды или ранее перекачиваемого нефтепродукта, скопившихся в низменных участках трассы, например, при форсировании водных преград.

Известны случаи промышленных испытаний гелевых пробок, что может свидетельствовать о некотором прогрессе при формировании и использовании гелевых разделительных пробок.

После анализа известных случаев использования гелевых разделительных пробок было предложено ввести в их состав частицы магнитожёсткого материала.

Введение магнитожёстких частиц в состав разделительной пробки приводит не только к упрочнению самой пробки, но и к усилению контакта пробки с внутренней поверхностью трубы. Такая разделительная пробка будет обладать ещё целым рядом преимуществ перед известными разделительными пробками [19].

Конструкция разделительного устройства, предложенного в патенте [19] не является оптимальной и в ближайшее время следует ожидать появление новых разделительных пробок, обладающих более высокими очистительными свойствами.

5. Обработка призабойной зоны скважины с использованием магнито-активных материалов

Работы по разработке методов обработки призабойной зоны скважины с использованием магнито-активных материалов ведутся давно. Достаточно упомянуть о двух способах обработки призабойной зоны скважин, предложенных ООО «Инженерно-производственный центр» (г. Бугульма) [20, 21]. Обработка призабойной зоны включает закачку в пласт углеводородной жидкости с добавкой ферромагнитных компонентов и ПАВ с последующим воздействием на пласт постоянным магнитным полем. В качестве углеводородной жидкости используют лёгкую смолу пиролиза, а в качестве ферромагнитных компонентов – высокодисперсные частицы Fe, Ni, Co или магнетита, причём размер частиц ферромагнетиков лежит в пределах 5-15 нм с массовой долей в лёгкой смоле пиролиза 15-25%. В качестве стабилизатора (ПАВ) используют синтетические жирные кислоты при массовом соотношении ферромагнитных компонентов – ПАВ (5-6):1. Воздействие на пласт осуществляют постоянным магнитным полем циклически с изменением магнитных полюсов [20].

В другом способе [21] в качестве углеводородной жидкости используют водную щелочную эмульсию лёгкой смолы пиролиза. В качестве ферромагнитных компонентов используют мелкодисперсную пудру хрома, ванадия, магния, алюминия и т.д. с размером частиц 5-15 нм. Далее следует описание способа приготовления водной эмульсии лёгкой смолы пиролиза, для чего используют водные растворы, например, силиката натрия, каустической или кальцинированной соды, гидрокарбоната натрия, триполифосфата натрия или их смеси с массовой долей щелочных компонентов в воде 1-5%, причём водную щелочную эмульсию лёгкой смолы пиролиза готовят воздействием ультразвука с частотой 100-1000 Гц при турбулентном перемешивании с температурой исходных компонентов эмульсии 70-80ºС. Дополнительно перед воздействием ультразвуком водные щелочные растворы насыщают газом, например, воздухом в количестве 1-50 дм^3 на 1 м^3 раствора, а воздействие на пласт постоянным магнитным полем осуществляют при градиенте поля более 3•10-5 Тл/см.

После тщательного анализа известных способов обработки призабойной зоны было сделано заключение, что наиболее перспективным методом обработки призабойной зоны является магнитная жидкость на керосиновой основе с использованием в качестве дисперсных частиц магнетита, а в качестве стабилизатора – олеиновой кислоты. При этом воздействие на призабойную зону скважины следует проводить вращающимся магнитным полем. Эффективность воздействия на пласт вращающимся магнитным полем с использованием мж проведена в лабораторных условиях. Предложено устройство для обработки призабойной зоны скважины [22].

Работы в этом направлении в настоящее время, по-видимому, приостановлены.

6. Направленный гидроразрыв горных пород с использованием магнитных жидкостей

В Красноярском отделе ИГД СО АН СССР разработан новый способ направленного гидроразрыва горных пород с использованием магнитных жидкостей, обеспечивающий принципиально новые возможности управления развитием щели в горном массиве. Технология направленного щелеобразования заключается в следующем:

После сооружения скважины в горном массиве размещают в ней пакеры, которые снабжены индукторами. На поверхности размещают блок реактивной мощности и источник питания, которые кабелем соединены с индукторами.

После установки пакеров одновременно с нагнетанием флюида в межпакерное пространство подключают индукторы к источнику питания и создают магнитное поле в скважине и горном массиве за пределом межпакерного пространства.

Силовые линии магнитного поля располагают по касательной к направлению распространения в горном массиве щели гидроразрыва.

После превышения давления флюида в межпакерном пространстве давления гидроразрыва горных пород формируется пионерская щель. Так как в качестве флюида, нагнетаемого в скважину, используется магнитная жидкость, то развитие трещины происходит в соответствии с расположением силовых линий магнитного поля.

Взаимодействие магнитной жидкости и магнитного поля обеспечивает распространение трещины гидроразрыва в заданном направлении.

После выхода фронта трещины гидроразрыва за пределы действия магнитного поля, отключают индукторы от источника питания и продолжают нагнетать в скважину немагнитную жидкость, например, воду. Пионерская зародышевая трещина, созданная в зоне влияния магнитного поля, обеспечивает направленное развитие трещины за пределами зоны влияния магнитного поля.

7. Очистка вод от нефтепродуктов

В лаборатории магнитной гидродинамики ЭНИИ им. Г.М. Кржиженовского (г. Харьков) работы по очистке загрязнённых вод от нефтепродуктов ведутся в двух ►

направлениях: по сбору нефтяной плёнки с поверхности водного зеркала и по объёмной очистке загрязнённых нефтепродуктами промышленных вод. В основе работ лежит единый принцип: омагничивание нефтепродуктов путём добавления в очищаемую воду магнитной жидкости и последующий отбор омагниченных нефтепродуктов посредством специальной магнитной системы.

В результате экспериментов по сбору нефтяной плёнки с поверхности воды установлено, что магнитосборник собирает практически нефть без воды при толщине плёнки разлитой нефти от 0,5 мм и выше, при этом собранное без воды количество нефти составляет не менее 75% разлитого количества. Дальнейший сбор нефти приводит к появлению воды, и процент содержания воды определяется требуемой степенью очистки. Максимальное содержание её в откачанной смеси нефть + вода в опытах при полной очистке поверхности не превышало 20%.

Эксперименты по объёмной очистке загрязнённой нефтепродуктами воды, выполненные для различных исходных загрязнений, как в количественном соотношении, так и по составу (нефть, мазут, турбинное масло, трансформаторное масло), а также при различном расходе магнитной жидкости, показали, что можно добиться очистки воды до содержания в ней менее 3 мг/л нефтепродуктов (при исходном содержании нефтепродуктов 100 мг/л и выше).

Результаты проведённых экспериментов признаны обнадёживающими.

8. Процессы сепарации немагнитных материалов по плотности с использованием магнитных жидкостей

Существование в магнитной жидкости дополнительной выталкивающей силы, зависящей от намагниченности жидкости и неоднородности магнитного поля, привело к изобретению ряда устройств, использующих это явление. Одно из них – магнитогидростатический сепаратор, использующий дополнительную выталкивающую силу для разделения смеси немагнитных частиц по плотностям. Для обеспечения высокой точности разделения полюса электромагнита выполняют гиперболическими, что обеспечивает постоянство величины qradH в объёме магнитной жидкости, висящей в межполюсном пространстве. Сепаратор устанавливается наклонно, так что частицы смеси, попадая из бункера в объём магнитной жидкости, двигаются вдоль полюсов, одновременно разделяясь на две фракции. Тяжёлая фракция проходит сквозь слой, а лёгкая всплывает и, соскальзывая с поверхности, попадает в приёмное устройство. Испытания опытных образцов в институтах Гипроуглемашобогащение, ЦНИИОлово, ВНИИПвторцветмет показали, что наиболее эффективно использование сепараторов для частиц размером 1-6 мм.

В настоящее время с высокой эффективностью работают в промышленных условиях сепараторы по выделению драгоценных металлов из шлиховых концентратов на горнообогатительных комбинатах Якутии и Магаданской области.

При разделении цветных металлов, таких как медь, алюминий, свинец, точность разделения достигает более 99%, а взаимозагрязнённость компонентов не превышает 0,5%. Производительность опытных образцов составляла до 300 кг/час.

9. Герметизированные электродвигатели

Работоспособность скважинных электронасосных агрегатов с погружными электродвигателями во многом зависит от надёжности электродвигателя. Однако зачастую перекачиваемая вода содержит избыток минеральных солей и механические примеси, что приводит к резкому падению ресурса электродвигателя. Наиболее часто в электродвигателях перегорает обмотка статора, изнашиваются радиальные резинометаллические подшипники. Основная причина этих поломок связана с попаданием в двигатель через узел, герметизирующий выходной конец вала, скважинной воды и абразивных частиц. Богатая солями скважинная вода может также разлагаться в двигателе при прохождении электрического тока, выделяющиеся при этом газы, ухудшают охлаждение обмотки статора.

Все попытки добиться надёжной герметизации внутренней полости электродвигателя с помощью традиционной техники не увенчались успехом из-за остаточных деформаций.

Разработанная у нас в стране конструкция погружного электродвигателя, заполненного магнитной жидкостью, на основе смазочных композиций снижает стоимость скважинного агрегата и увеличивает ресурс его работы. Магнитная жидкость в электродвигателе используется одновременно как охлаждающая, смазывающая и герметизирующая среда.

10. Магнитные жидкости в ультразвуковой дефектоскопии

Возможности и перспективы применения ультразвуковой спектроскопии с использованием магнитной жидкости достаточно подробно рассмотрена в работе [23].

Основной метод ультразвуковой дефектоскопии (УЗД) – эхо-импульсная локация на частотах 1-20 МГц – обладает максимальной чувствительностью при механическом контакте пьезопреобразователя с поверхностью контролируемого изделия, на которую предварительно нанесён слой жидкости. Такой акустический контакт, сравнительно стабильный в статике, при перемещении преобразователя (сканирование) испытывает весьма значительные случайные нарушения, что приводит к резкому снижению вероятности обнаружения дефекта.

Главная причина указанной дестабилизации измерений – стохастическое изменение площади соприкосновения контактирующих поверхностей и толщины иммерсионной плёнки. Использование магнитной жидкости в качестве контактной среды позволяет решить эту проблему. Применяя преобразователи, оснащённые магнитными системами, удаётся обеспечить надёжное удержание на пьезопластине жидкого слоя толщиной до 3 мм и реализовать условие оптимального ввода ультразвука в изделие. Хотя преобразователь не касается поверхности изделия, чувствительность контроля практически не снижается по сравнению с контактным методом УЗД в статике; достоверность измерений не зависит от того, в динамическом или статическом режиме работает преобразователь.

Разработка конструкций магнитных систем – одна из основных технических задач, возникающих при использовании МЖ-контактов. В этом направлении уже получены первые результаты; в частности, созданы и опробованы методы расчёта магнитных насадок, которыми может быть оснащён практический любой серийный преобразователь [24]. Необходимая намагниченность насыщения МЖ, зависящая от скорости сканирования и ориентации преобразователя в поле тяжести, составляет 3-30 кА/м.

Существенной технологической характеристикой контроля является расход МЖ. Для магнитной жидкости «магнетит в керосине» при толщине слоя 0,1-1,0 мм и скорости сканирования до 10 см/с потери составляют 0,3-1,0 см^3 на 1 м^2.

Создание надёжного акустического контакта с помощью МЖ открывает широкие возможности для автоматизации и снижения трудоёмкости УЗД. Метод с успехом может быть использован при дефектоскопии сварных швов магистральных газо- и нефтепроводов.

11. Магнитожидкостные смазки

На основе синтетических и минеральных масел приготовлен ряд магнитных смазочных жидкостей, которые затем были загущены известными загустителями (мылами, силикагелем, тефлоном) с целью получения пластических смазок, обладающих магнитными свойствами [25].

Установлено, что свойства пластичных магнитных смазочных материалов могут меняться в широких пределах в зависимости от параметров магнитного поля и физико-химических свойств жидкой основы, а также различных присадок, вводимых в системы для улучшения эксплуатационных свойств.

Изучено влияние параметров магнитного поля, дисперсности частиц магнитного компонента и модифицирующих добавок на работоспособность, коллоидную стабильность, испаряемость, реологические и структурно-механические свойства изучаемых систем. Исследования проводили в диапазоне температур 20-200 ºС.

Результатами проведённых исследований установлено наличие новых качеств и свойств пластичных смазок, обладающих магнитными свойствами.

Такие материалы наиболее часто используются для смазки зубчатых передач.

В заключении хотелось бы подчеркнуть, что основная задача, которая ставилась при написании данной статьи – это пробудить интерес к этим уникальным по свойствам нанодисперсным системам и при возможности принять участие в решении проблем по синтезу и практическому использованию этих систем. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Papell S.S. Low viscosity magnetic fluid obtained by colloidal suspension of magnetic particles. Pat 3215572 (USA), 1965.
2. Khalafalla S.E., Reimers G.M. Magnetofluid and their manufacture. Pat. 3764540 (USA), 1973 ►

3. Бибик Е.Е., Лавров И.С., Грибанов Н.М. и др. Способ получения феррожидкостей. Авт. Свид. СССР №568598, приоритет от 24.12.1975
4. Берлин М.А., Антипов В.А., Цыбулевский А.М. и др. Способ получения ферромагнитной жидкости. Авт. свид. СССР №64-9657, приоритет от 03.09.1976
5. Берлин М.А., Грабовский Ю.П., Цыбулевский А.М. и др. Способ получения ферромагнитной жидкости. Авт. свид. СССР №769938, приоритет от 07.07.1978
6. Берлин М.А., Грабовский Ю.П., Цыбулевский А.М. и др. Способ получения ферромагнитной жидкости. Авт. свид. СССР №769939, приоритет от 07.07.1978
7. Грабовский Ю.П., Берлин М.А., Соколенко В.Ф. Установка для получения магнитной жидкости. Авт. свид. СССР № 11811-84, приоритет от 03.11.1981
8. Farkas J.A. Pilot-plant process for manufacturing kerosene-base ferromagnetic Fluid // Separation Science and Technology.- 1983. – Vol. 18(9). – P. 787-802.
9. Калаева С.З., Макаров В.М., Шипилин А.М. и др. Способ получения магнитной жидкости. Патент РФ №2276420, приоритет от 06.12.2004
10. Гущин В.В., Яковенко Г.В., Кашараба О.В., Кощеев В.И., Орлов Г.И., Берлин М.А. и др. Способ разделения водонефтяной эмульсии. Патент РФ №2286195, приоритет от 05.05.2005
11. Гущин В.В., Яковенко Г.В., Кашараба О.В., Кощеев В.И., Орлов Г.И., Берлин М.А. и др. Способ разделения водонефтяных эмульсий. Патент РФ №2309001, приоритет от 05.05.2005
12. Орлов О.Л. Магнитожидкостные устройства, контактирующие с жидкими немагнитными средами. Ставрополь, 2004
13. Медведев В.Ф., Краков М.С., Маскалик Е.С., Устройство для снижения гидравлического сопротивления в трубопроводе. Авт. Свид. СССР №1124152 // Открытия. Изобретения. Пром. Образцы. Товар. Знаки. – 1984. - №42
14. Медведев В.Ф., Краков М.С., Маскалик Е.С. и др. Устройство для снижения гидравлического сопротивления в трубопроводе. Авт. Свид. СССР №1370360 // Открытия. Изобретения. Пром. Образцы. Товар. Знаки. – 1988. - №4
15. Берлин М.А., Грабовский Ю.П., Кощеев В.И. и дп. Устройство для снижения гидравлического сопротивления в трубопроводе. Патент РФ №2332613, приоритет от 13.02.2007
16. Кашараба О.В., Тархова Н.А., Кощеев В.И., Орлов Г.И., Берлин М.А. и др. Датчик. Патент РФ №2284480, приоритет от 06.09.2004
17. Лурье М.В., Левин М.С. Способ последовательной перекачки разносортных нефтепродуктов. Патент РФ №21569-15, БИПМ №27, 2000
18. Горенко В.А., Федоренко А.Н. Разработка и внедрение магнитной системы поиска очистных устройств в трубопроводе // Тез. Докл. Республики научно-технической конф. «Применение магнитоактивных материалов и магнитных систем в народном хозяйстве», Ивано-Франковск, 4-5 окт 1989 г. – Киев : УкрНИИНТИ, 1989
19. Кашараба О.В., Тархова Н.А., Кощеев В.И., Орлов Г.И., Берлин М.А. и др. Способ вытеснения продуктов из трубопровода. Пат. РФ №2274800, приоритет от 06.09.2004
20. Айдуганов В.М., Старшов М.М. Способ обработки призабойной зоны скважин, добывающих тяжёлые нефти и природные битумы. Пат. РФ №2144980, приоритет от 23.03.1998
21. Старшов М.М., Айдуганов В.М. Способ обработка призабойной зоны скважин, добывающих тяжёлые нефти и природные битумы. Пат. РФ №2144982, приоритет от 23.03.1998
22. Берлин М.А., Гарушев Э.А., Грабовский Ю.П., Коробкин А.В. Способ обработки призабойной зоны скважин. Заявка №2-007102100, приоритет от 19.01.2007
23. Коровин В.М., Райхер Ю.Л. Возможности и перспективы применения магнитожидкостных акустических контактов в ультразвуковой дефектоскопии // Тез. Докл. V Всесоюзн. Конф. по магнитным жидкостям (г. Плес, 17-20 мая 1988), т. 1. – М.: Институт Механики МГУ, 1988, с. 136-137.
24. Коровин В.М., Коровина Л.А., Райхер Ю.Л. Расчёт магнитной системы для удержания магнитной жидкости в зоне акустического контакта // Тез. Докл. IV Всесоюзной конф. по магнитным жидкостям (г. Плес, 14-16 мая 1985 г.), т. 1. – Иваново, 1985, с. 159-160
25. Орлов Д.В., Михалев Ю.О., Мышкин Н.К. и др. Магнитные жидкости в машиностроении. М.: Машиностроение, 1993.

350038, г. Краснодар,
ул. Головатого, 585
www.injgeo.ru

ИнжГео

т. +7 (861) 279-23-06
ф. +7 (861) 275-47-59
e-mail: injgeo@injgeo.ru

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

- Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
- Создание топографических тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цмфровых моделей данных в формате ГИС;
- Аэросъемка, лазерное сканирование, тектоника;
- Сейсмическое районирование, тектоника.

СТРОИТЕЛЬСТВО

объектов промышленного и гражданского назначения со сдачей объекта «под ключ».

Авторский надзор при строительстве. Техническая экспертиза проектов.

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- Морских терминалов,
- Перевалочных нефтебаз,
- Объектов промышленного строительства;
- Объектов гражданского строительства;
- Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
- Объектов переработки нефти и газа;
- Магистральных трубопроводов,
- Ж/Д сливо-наливных эстакад,
- Резервуарных парков,
- Автозаправочных станций и т.д.

- Разработка декларации промышленной безопасности;
- Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

АЭРОЗОЛЬНО-ПОРОШКОВЫЙ МЕТОД ИВЦ «ТЕХНОМАШ» – НОВОЕ СЛОВО В ТЕХНОЛОГИИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ | д.т.н. ООО Инженерно-внедренческий центр «Техномаш» | г. Пермь

Пермское предприятие ООО Инженерно-внедренческий центр «Техномаш» разработал и предлагает на рынке противопожарных услуг новую технологию пожаротушения для взрывопожароопасных производств, объектов с электронной техникой, материальными ценностями и помещений, где может находиться обслуживающий персонал (Патент РФ № 2244579, приоритет патента от 02.02.2004 г).

Метод основан на комбинированном применении серийно выпускаемых ИВЦ «Техномаш» генераторов «холодного» аэрозоля АГАТ-2А и аэрозольно-порошковых модулей ОПАН-100.

В качестве прибора управления используется специально разработанный контроллер Micont, позволяющий по сигналам разнотипных пожарных, изобарических датчиков, а также газоанализаторов системы технологического контроля автоматически оценивать взрывопожарную ситуацию и включать те или иные установки пожаротушения.

Принципиальное отличие предлагаемого метода от традиционных систем пожаротушения состоит в его универсальности, минимизации вредного влияния на людей, оборудование (в том числе, электронное), а также в быстродействии, сочетающимся с высокой надежностью.

Универсальность аэрозольно-порошковой системы состоит в том, что в той или иной комплектации ее можно применять на любых объектах, начиная от взрывоопасных химических производств, и заканчивая музейными залами и телефонными станциями, где могут находиться люди.

Многочисленными испытаниями в макетных условиях и применением при тушении реальных пожаров (в том числе, с присутствием людей) разработчиками подтверждена экологическая, биологическая, коррозионная безопасность, а также отсутствие повреждающего воздействия газообразного аэрозоля генератора АГАТ-2А и аэрозольно-порошковой смеси модуля ОПАН-100 на электротехническое и электронное оборудование (компьютеры, телефонные платы АТС, электрические щиты управления и т.д.). Основными же преимуществами аэрозольно-порошковых систем, разработанных по конверсионным технологиям, является высочайшая надежность (P > 0,998) и большой межрегламентный период (10 лет) при одновременно более низкой стоимости защиты единицы объема или площади по сравнению с любыми известными системами автоматического пожаротушения.

614013 г. Пермь
ул. Ак. Королева 21
(342) 239-13-84, 239-13-87
thm@perm.ru
www.technomash.com

614013 г. Пермь
(342) 239-13-84, 239-13-87

«ИВЦ Техномаш»

thm@perm.ru
www.technomash.com

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГЕНЕРАТОР ГАЗО-АЭРОЗОЛЬНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ АГАТ-2А

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение в закрытых помещениях и сооружениях пожаров классов А2, В и электрооборудования инертной газовой средой, в том числе в помещениях категорий А и Б по НПБ 105-03, со взрывоопасными зонами по ПУЭ.
ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ. Взрывоопасные производства, хранилища материальных ценностей, архивы, телефонные станции, вычислительные центры.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемый объем: АГАТ-2А-50 до 50м³; АГАТ-2А-100 до 100м³; АГАТ-2А-180 до 180м³. Время работы < 15сек. Диапазон температур эксплуатации от 50°С до + 50°С.
ОСОБЕННОСТИ. Безопасен для экологии, человека, электроники, межрегламентный период 10 лет, применены высоконадежные конверсионные технологии.

МОДУЛЬ ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ОПАН-25 ДЛЯ ПОТОЛОЧНОГО КРЕПЛЕНИЯ/ ДЛЯ НАСТЕННОГО КРЕПЛЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров классов А, В, С и электроустановок, находящихся под напряжением.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемая площадь 35м². Защищаемый объем 70м³. Масса: порошка 20 кг, снаряженного модуля не более 36 кг. Продолжительность подачи огнетушащей смеси не более 8 сек. Диапазон температур эксплуатации от 50°С до + 50°С.
ОСОБЕННОСТИ. Межрегламентный период 10 лет, проницаемость порошка в затененные места на уровне газовых систем, повышенная пожаротушащая эффективность смеси порошка и аэрозоля.

ОГНЕТУШИТЕЛЬ ПОРОШКОВЫЙ С ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИМ ЭЛЕМЕНТОМ ОПАН-50М/ОПАН-100М

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров: твердых веществ (6А за 6 сек.)/(10А за 8 сек.), горючих жидкостей (233В-2 за 10 сек.).
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Подача струи порошка: дальность 12/15м, высота 6/8м. Время подачи струи порошка не менее 20/30 сек. Длина гибкого рукава 5/10м. Диапазон температур эксплуатации от 50°С до + 50°С.
ОСОБЕННОСТИ. Межрегламентный период 10 лет, нагнетатель газо-аэрозольный низкого постоянного давления (6-8атм), повышенная пожаротушащая эффективность смеси порошка и аэрозоля.

МОДУЛЬ АЭРОЗОЛЬНО-ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ОПАН-50/ОПАН-100

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров классов А, В, С и электроустановок, находящихся под напряжением.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемая площадь 40/80м². Защищаемый объем 80/180м³. Продолжительность подачи огнетушащей смеси 18 сек. Диапазон температур эксплуатации от 50°С до + 50°С.
ОСОБЕННОСТИ. Надежность срабатывания P > 0,998, межрегламентный период 10 лет, проницаемость порошка в затененные места на уровне газовых систем, повышенная пожаротушащая эффективность смеси порошка и аэрозоля.

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

ТЕХНОЛОГИЯ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ЗАПОЛНЯЕМЫХ НА МЕСТЕ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ГЕООБОЛОЧЕК

TECHNOLOGY OF BALLASTING OF PIPELINES BY MEANS OF FILLED IN GEOSYNTHETIC SHELLS IN SITU

Д.М. АНТОНОВСКИЙ инженер, Представительство HUESKER Synthetic GmbH Россия, Москва
И.С. ЛАДНЕР к.т.н., HUESKER Synthetic GmbH Германия, Гешер
e-mail: info@huesker.ru

D.M. ANTONOVSKY Engineer, The Representative office of HUESKER Synthetic GmbH Moscow (Russia)
I.S. LADNER Dr.-Eng., HUESKER Synthetic GmbH Gescher (Germany)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: балластировка трубопроводов, геооболочка, удержание трубопровода на проектных отметках.
KEYWORDS: ballasting of pipelines, geosynthetic shells, pipeline restraint on design reference marks.

В настоящей статье кратко описывается технология балластировки трубопроводов с помощью заполняемых на месте производства работ геооболочек, а также приводится принцип расчета.

In present article is shortly described the technology of ballasting of pipelines by means of filled in geosynthetic shells in situ and also the calculation principle is given in the article.

Одной из самых актуальных проблем в процессе эксплуатации магистральных трубопроводов является их круглогодичное удержание на проектных отметках. Применение заполняемых бетонным раствором геооболочек в качестве балластирующего устройства является эффективным с технической и экономической точек зрения решением. Использование данной технологии позволяет постоянно удерживать трубопровод на проектных отметках без дополнительных ежегодных эксплуатационных затрат в течение всего расчетного срока службы.

Геооболочки типа Incomat (рис. 1) изготавливаются с учетом внешнего диаметра трубопровода с расчетной толщиной, необходимой и достаточной для закачки требуемого объема бетонного раствора на погонный метр трубопровода для создания расчетной величины балластного пригруза. Геооболочки производятся в заводских условиях и поставляются на объект в виде секций, с воронками для закачки бетонного раствора и продольной застежкой типа «молния», что делает укладку материала максимально удобной. Заполняемые на месте производства работ геооболочки являются гибкой опалубкой, позволяющей равномерно распределять бетонный раствор вдоль оси трассы трубопровода и по внешнему периметру трубопровода в поперечном сечении. После набора прочности бетона геооболочка дополнительно выполняет защитные функции, снижая последствия внешних воздействий на бетонный балластирующий слой.

Принципы и методика расчета требуемого балластирующего пригруза на единицу длины трубопровода представлены, например, в [2]. Основополагающим принципом устойчивости участка трубопровода является превышение суммарных удерживающих усилий над суммарными выталкивающими с необходимым уровнем надежности:

$$Q_{akm} \le \frac{1}{k_{н.в}} \times Q_{пас}$$

или

$$q_{akm} \le \frac{1}{k_{н.в}} \times q_{пас}$$

Здесь Q_{akm} – суммарная расчетная нагрузка на участок трубопровода, действующая вверх;

$Q_{пас}$ – суммарная расчетная нагрузка на участок трубопровода, действующая вниз;

q_{akm}, $q_{пас}$ – удельные значения показателей Q_{akm} и $Q_{пас}$ соответственно (на 1 погонный метр трубопровода);

$k_{н.в}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода (против всплытия).

Значение коэффициента надежности устойчивости положения трубопровода $k_{н.в}$ назначается следующим образом:

1) $k_{н.в}$ = 1,05 на пойменных участках за границами производства подводно-технических работ;
2) $k_{н.в}$ = 1,10 на русловых участках через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводнотехнических работ;
3) $k_{н.в}$ = 1,15 на участках перехода через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также через горные реки.

На основании данного принципа величина нормативной интенсивности балластировки участка трубопровода, укладываемого способом свободного изгиба, определяется из следующего условия: ►

$$q_б^н = \frac{1}{n_б}(k_{н.в}q_в + q_{из} - q_{тр} - q_{доп}) \times \frac{\gamma_б}{\gamma_б - \gamma_в k_{н.в}}$$

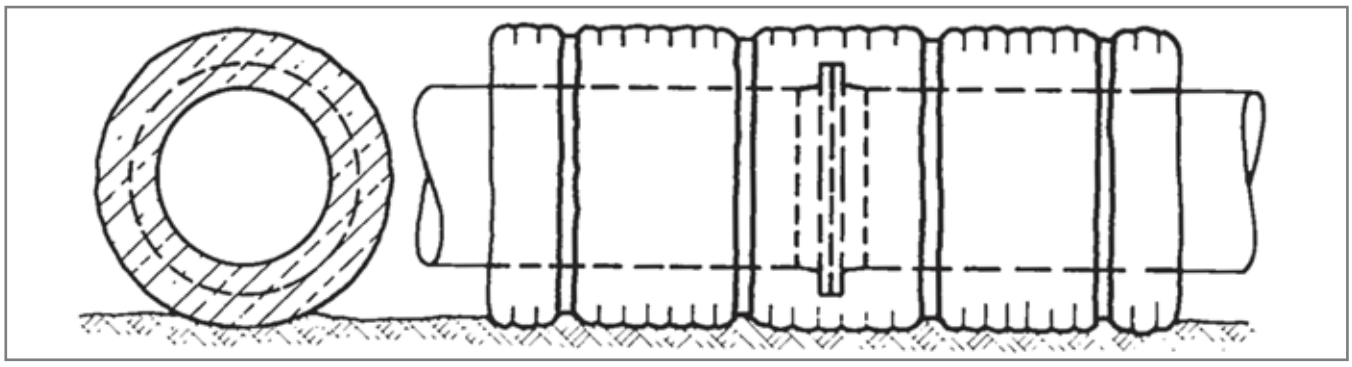


Рис. 1. Заполняемая на месте производства работ геооболочка типа Incomat для балластировки трубопровода

Здесь $n_б$ – коэффициент надежности по нагрузке;
$q_в$ – расчетная погонная выталкивающая сила воды;
$q_{из}$ – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода;
$q_{тр}$ – расчетный погонный собственный вес трубопровода;
$q_{доп}$ – расчетный погонный вес продукта;
$\gamma_б$ – нормативная плотность материала пригрузки;
$\gamma_в$ – удельный вес воды.

Коэффициент надежности по нагрузке $n_б$ принимается равным 0,90-0,95 (в зависимости от внешнего диаметра трубопровода, типа и параметров геооболочки) при использовании технологии заполняемых геооболочек.

Расчетная погонная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, определятся по формуле:

$$q_в = \frac{\pi}{4} g\gamma_в D^2_{н.и}$$

где:
g – ускорение свободного падения;
$\gamma_в$ – плотность воды с учетом растворенных в ней солей;
$D_{н.и}$ – наружный диаметр трубопровода с учетом изоляционного покрытия и футеровки.

При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидкопластичное состояние, вместо плотности воды следует принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным инженерно-геологических изысканий.

Расчетную интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода можно определить по формулам:
1) для выпуклых кривых:

$$q_{из} = \frac{8}{9} \times \frac{E_o I}{\beta^2 \rho^3}$$

2) для вогнутых кривых:

$$q_{из} = \frac{32}{9} \times \frac{E_o I}{\beta^2 \rho^3}$$

При этом E_o – модуль упругости стали;
I – момент инерции сечения трубопровода;
b – угол поворота оси трубопровода;
r – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Расчетный погонный собственный вес трубопровода определяется по формуле:

$$q_{тр} = \frac{\pi}{4} \times g\gamma_{ст}(D^2_н - D^2_{вн})$$

где $g_{ст}$ – плотность материала трубопровода;
$D_н$ - наружный диаметр сечения трубы;
$D_{вн} = (D_н - 2\delta)$ – внутренний диаметр сечения трубы;
δ – номинальная толщина стенки трубы.

Расчетный погонный вес продукта $q_{доп}$ для газопроводов не учитывается, а для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов учитывается только в случае, если при эксплуатации исключается возможность их опорожнения и замещения продукта воздухом. При учете веса продукта применяется формула:

$$q_{доп} = \frac{\pi}{4} g\gamma_{пр} D^2_{вн}$$

где $\gamma_{пр}$ – плотность перекачиваемого продукта;
$D_{вн}$ – внутренний диаметр сечения трубопровода.

Исходя из требуемой величины пригруза на погонный метр трубопровода подбирается толщина, тип и прочность материала заполняемой геооболочки типа Incomat.

Данная технология с успехом применяется, в частности, компанией Gaz de France (Франция) на собственных газопроводах и, несомненно, имеет огромный потенциал для использования на нефтегазопроводах России, особенно в труднодоступных и малоосвоенных регионах, а также на участках со сложными грунтово-гидрологическими условиями. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Антоновский Д.М., Ладнер И.С. Технология балластировки трубопроводов с помощью заполняемых геооболочек // Нефтегазовые технологии: Тез. докл. VI Междунар. научно-практич. конф. 14 – 16 октября 2009 г. – Самара, 2009. – С. 53-54.
2. СП 107-34-96. Свод Правил. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М.: РАО «ГАЗПРОМ», 1996.

HUESKER

HUESKER Synthetic GmbH (Германия) на протяжении многих десятилетий разрабатывает, производит и реализует по всему миру геосинтетические материалы для различных отраслей строительства и промышленности.

В нефтегазовой отрасли строительства геосинтетические материалы производства **HUESKER Synthetic** позволяют решать такие инженерные задачи, как балластировка и защита трубопроводов от механических повреждений, инженерная защита грунтов от водной и ветровой эрозии при подземной прокладке трубопроводов, возведение внутрипромысловых дорог и площадок на слабых основаниях, возведение подпорных стенок и конструкций из армогрунта, гидроизоляция, инженерная защита от карста.

Насколько различны индивидуальные требования наших клиентов настолько велик ассортимент выпускаемой нами продукции и сфер ее применения: геосинтетические ткани, плоские и пространственные георешетки, высокопрочные геооболочки, противоэрозионные и бентонитовые маты, геокомпозиты и нетканые материалы из полиэстера, поливинилалкоголя, полипропилена, арамида, полиамида и других материалов согласно физико-механическим требованиям конкретных проектов.

Представительство Huesker Synthetic GmbH в России:
125009 Москва, ул. Тверская д. 16, стр. 1
т. (495) 221-42-58, 221-42-61, ф. (499) 725-79-08

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

17-я международная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ

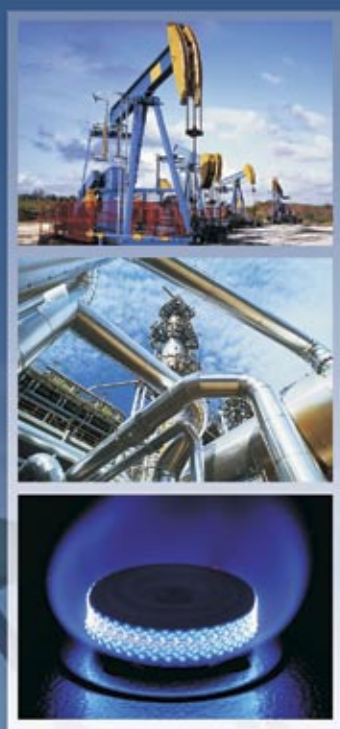
НЕФТЕХИМИЯ

8-10 сентября

Казань, 2010

Организатор:
ОАО "Казанская ярмарка"

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



www.oilexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЕРЫ
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
NGE.RU

СПОНСОР ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ
СФЕРА НЕФТЕГАЗ

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

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. Альметьевск

IX международная специализированная выставка

13-15 октября 2010

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология.

Генеральные информационные партнеры:
runeft.ru
Neftegaz.RU
ЭПР
EXPONEFT
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
НЕГУС ЭКСПО
Информационная поддержка:
ХНГМ
НефтеРынок
Российская Нефть
НЕФТЕКАПИТАЛ
www.oil-gas.ru
МИР нефтепродуктов
СПРАЙС
HimTrade.RU

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

runeft.ru

отраслевой портал

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

(8552) 38-51-26

neft@expoz.ru

NEC
Avio Infrared Technologies
тепловизоры класса «PREMIUM»
ТЕПЛОВИЗОРЫ СЕРИИ TH 9100
ТЕПЛОВИЗОР TH 7800
ТЕПЛОВИЗОР TH 2640
www.nec-avio.ru
/495/ 918-09-30

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
УФИМКАБЕЛЬ
КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

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

На предприятии действует система менеджмента качества на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2001.

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

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ
В ДИАГНОСТИКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

NEW POSSIBILITIES IN DIAGNOSTICS OF ELECTRICAL MACHINES

УДК 537.84

В.И. ЗАВИДЕЙ | с.н.с. ФГУП ВЭИ, ООО «Панатест» кандидат технических наук, старший научный сотрудник | Москва e-mail: zavidey@vei.ru

V.I. ZAVIDEY | Doctor of the science | Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
KEYWORDS:
электродвигатели, системы контроля, диагностика
electric motors, systems of control, diagnostics

Представлен анализ современных методов и средств диагностики технического состояния асинхронных и синхронных электродвигателей и рекомендации по выбору оптимальных систем контроля для применения на действующем и отключенном оборудовании. Показано что, основываясь на измерениях комплекса основных параметров, полученных одной системой контроля, обслуживание и ремонт электрических машин может, производятся по их техническому состоянию без плановых отключений, вскрытия и профилактических испытаний.

Is represented the analysis of contemporary methods and means of diagnostics of the technical state of asynchronous and synchronous electric motors and recommendation regarding the selection of the optimum systems of control for the application on operating and off equipment. It is shown that, being based on the measurements of the complex of the basic parameters, obtained by one system of control, maintenance and repair of electrical machines can, they are produced due to their technical state without planned turning offs, dissection and routine checks.

Асинхронные электрические двигатели широко применяются во многих отраслях народного хозяйства. Синхронным и асинхронным электроприводом потребляется более половины электроэнергии, производимой в мире. Однако их эффективному применению препятствует относительно высокая повреждаемость, ~25 % от общего количества установленных электродвигателей ежегодно. Это ведет к нарушению технологических процессов, повышенному браку продукции, дополнительным затратам на их восстановление и ремонт, а также на нормализацию технологического процесса. Неплановые аварии, как правило, сопряжены со значительными экономическими издержками, особенно в ключевых отраслях производства (энергетика, нефтегазодобыча, транспорт и др.). Оперативное диагностирование технического состояния электродвигателей в рабочих режимах или кратковременных остановах призвано снизить ущерб от этих прецедентов за счет раннего обнаружения зарождающихся дефектов.

Системы и методы диагностики электрооборудования можно разделить на две основные группы. К первой группе относятся методы тестовой диагностики, требующие формирования искусственных возмущений, воздействующих на изучаемый объект: измерение сопротивления изоляции, токов утечки, внутреннего сопротивления обмоток, тангенса угла диэлектрических потерь обмоток, и др. Вторая группа включает в себя методы оперативной диагностики, используемые для электрооборудования, являющегося источником естественных возмущений в процессе работы. Каждая группа в свою очередь делится на две других – это методы, позволяющие обнаружить неисправность электрооборудования в целом и методы, выявляющие конкретную неисправность или дефект. Тестовое диагностирование – основной вид выявления дефектов электрооборудования в отечественной энергетике. Им и определяется структура технического обслуживания и ремонта по регламенту. Подобный подход часто способствует появлению дефектов. Так, при проведении плановых ремонтов электрических машин, двигатель подвергается высоковольтным испытаниям, которые вызывают появление в обмотке частичные разряды и микродефекты, развивающихся в процессе работы электромашины. Каждое высоковольтное испытание увеличивает число дефектов и в конечном итоге приводит повреждению электрического двигателя.

Для перехода с обслуживания и ремонта по регламенту на ремонт и обслуживание по фактическому состоянию необходимо применение методов диагностики не только относящихся к категории функциональных, но и позволяющих выявить дефект конкретной части электрооборудования.

Разработки и исследования последних лет за рубежом в части развития методов и средств контроля и анализа текущего технического состояния электродвигателей позволяет реализовать технологию обслуживания «по состоянию» актуальную для российской промышленности [1,2]. Основная задача заключается в том, что обслуживание и ремонт производятся в зависимости от реального текущего технического состояния электрических машин, контролируемых в процессе эксплуатации, без разборок основываясь на измерениях ряда основных параметров. При этом затраты на техническое обслуживание электрических машин многократно снижаются по сравнению с обслуживанием по системе планово-предупредительных ремонтов.

Среди электрических повреждений в электрических машинах наиболее часто повреждаются обмотки статоров ~37% и роторов ~9%, для диагностирования которых предложено ряд методов. Для диагностирования обмоток ротора короткозамкнутого асинхронного электродвигателя предложено использовать контроль пускового тока статора, в некоторых работах [3] оценка ►

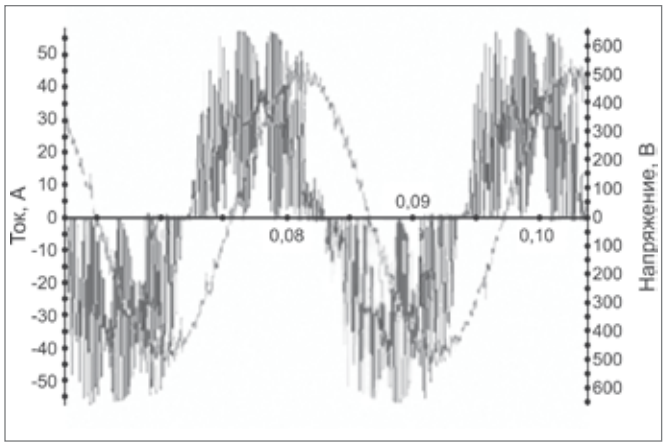


Рис.1. Осциллограмма напряжения и тока для некачественной цепи питания двигателя.

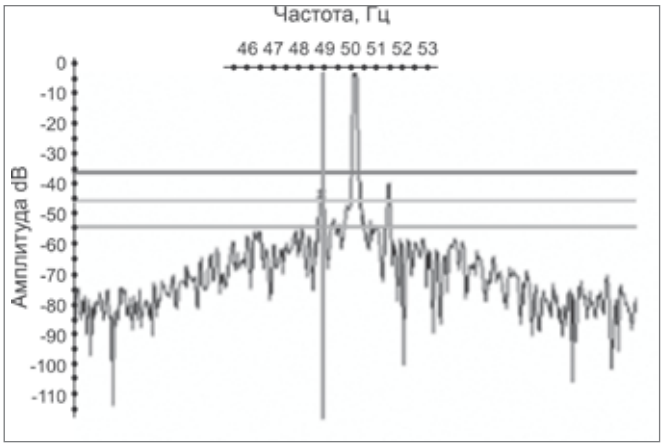


Рис.2. Данные гармонического анализа на работающем двигателе с дефектом обмотки ротора.

технического состояния обмоток электродвигателя осуществляется по величине гармонических составляющих тока статора. В работах [4,5] диагностирование стержней короткозамкнутого ротора асинхронных электродвигателей производится с использованием пульсаций обобщенного вектора тока статора на работающем двигателе. К недостаткам указанных методов можно отнести возможные ошибки в определении технического состояния при изменениях питающего напряжения и высокочастотных помех. Важную роль в обеспечении нормальной работы электродвигателей играет качество питания, уровень перенапряжений, наличие в сети высокочастотных гармоник тока и напряжения, небаланс фаз.

Согласно «Нормам испытаний …» техническое состояние электродвигателей определяется измерениями сопротивления изоляции, сопротивлений обмоток постоянному и переменному току и результатами высоковольтных испытаний, на отключенном двигателе. На работающих электродвигателях проводится измерения токов статорных обмоток и вибрационный и тепловизионный контроль корпусных элементов, узлов присоединения и подшипников. Как видно, полный контроль параметров двигателя требует проведения значительного числа разнородных измерительных операций, измерительных приборов. Как правило, в полной мере подобные измерения оперативным персоналом не выполняются.

Анализ тенденций в области технической диагностики электродвигателей показывает, что определилось два направления их развития. К первому направлению относятся методы и средства, осуществляемые при проведении профилактических испытаний и ремонтов (т.е. на неработающих электродвигателях) и позволяющие выявлять электрические повреждения цепей и статорных обмоток. Ко второму направлению относятся методы, применяемые на работающих электродвигателях, и позволяющие судить о наличии дефектов определенного типа, например дефектов подшипников, изоляции статорной обмотки и др.

Целью и задачей данной работы является сопоставительный анализ развиваемых в последние годы интегрированных систем диагностики технического состояния электродвигателей.

Наиболее эффективными, представляются подходы, связанные с одновременным получением возможно более полной информации о наличии дефектов на отключенных двигателях (статические испытания) и в работе (динамические испытания). Корреляция статических и динамических данных испытаний дает возможность независимо оценить реальное техническое состояние двигателя различными методами и дать надежный прогноз его работоспособности.

Среди систем подобного назначения, в которых достигнута реализация этих возможностей, можно назвать «анализатор цепей двигателей» и «систему динамического анализа двигателей», производимых корпорацией PdMA. В данных приборах предусмотрено использование программного обеспечения, для анализа данных измерений и формирования базы обследуемых объектов, что позволяет получать временные тренды изменений параметров контроля. Технология и системы диагностики ориентированы на обнаружение наиболее повреждаемых элементов и узлов двигателей, а также качества питания сети или приводов.

Система позволяет провести оперативный анализ значимости дефектов и дать рекомендации на проведение ремонта или замены двигателя. Следует отметить, что оценка технического состояния проводится по параметрам, аналогичным принятым в « Нормах испытаний …) и в соответствии с критериями стандартов США, установленным институтами EPRI (The Electric Power Research Institute USA) и IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)..

Контролю подвергаются следующие параметры и выявляются дефекты:

- качество электропитания сети или привода (перенапряжения, небаланс фаз, наличие высокочастотных гармоник и импульсных помех);
- активное сопротивление силовых элементов питания (сопротивление контактных и паяных соединений обмоток, выключатели, проводники, контакторы и др.);
- комплексное сопротивление обмотки, индуктивность, емкость (витковые замыкания витков);
- индекс поляризации изоляции обмотки статора (деградация изоляции);
- взаимная индуктивность статорной и роторной обмотки (дефекты роторной обмотки - пайка стержней с кольцом, замыкания стержней и стали, статический и динамический эксцентриситет ротора);

Рассматриваемые в данной работе системы могут использоваться при контроле как синхронных, и асинхронных двигателей, так и двигателей постоянного тока, для этого система укомплектована специальными приспособлениями и устройствами. Помимо этого системы данного типа могут применяться и для контроля технического состояния силовых трансформаторов. Отличительной особенностью рассмотренных систем является проведением одним прибором комплекса измерений, автоматическое занесение данных контроля в базу данных, их анализ и прогноз рабочего состояния.

Для эффективной и надежной работы электродвигателя, подводимое к нему питание должно соответствовать определенным требованиям по наличию высокочастотных гармоник, перенапряжений и др. (рис.1).

Наличие высокочастотных гармоник в цепи питания приводит к дополнительному нагреву статорной обмотки и преждевременному ее старении. Для контроля этих параметров система определяет по трем фазам несимметрии напряжений и токов в, производит оценку баланса токов и напряжений по фазам и информацию о наличии высокочастотных гармоник электропитания. При отсутствии в питающем напряжении мощных импульсных помех при работе двигателя может быть определены дефекты паек роторной обмотки по гармонике нижней боковой частоты напряжения питания. Уровень гармоники нижней боковой частоты не должен превышать -35 dB от основной частоты питающей сети (рис.2).

На отключенном двигателе измеряются межфазные и активные сопротивления обмоток постоянному току, индуктивность, импеданс и угловая зависимость тока от частоты (измерения проводятся на повышенных частотах, до 1200 Гц) напряжения встроенного в прибор генератора питания (рис.3). Данные параметры необходимы для обнаружения и оценки наиболее опасных дефектов виткового замыкания обмотки статора, ротора, а также эксцентриситет ротора.

Угловая зависимость взаимоиндукции обмотки статора с роторной обмоткой определяется при дискретном повороте вала через равные угловые интервалы. Это ►

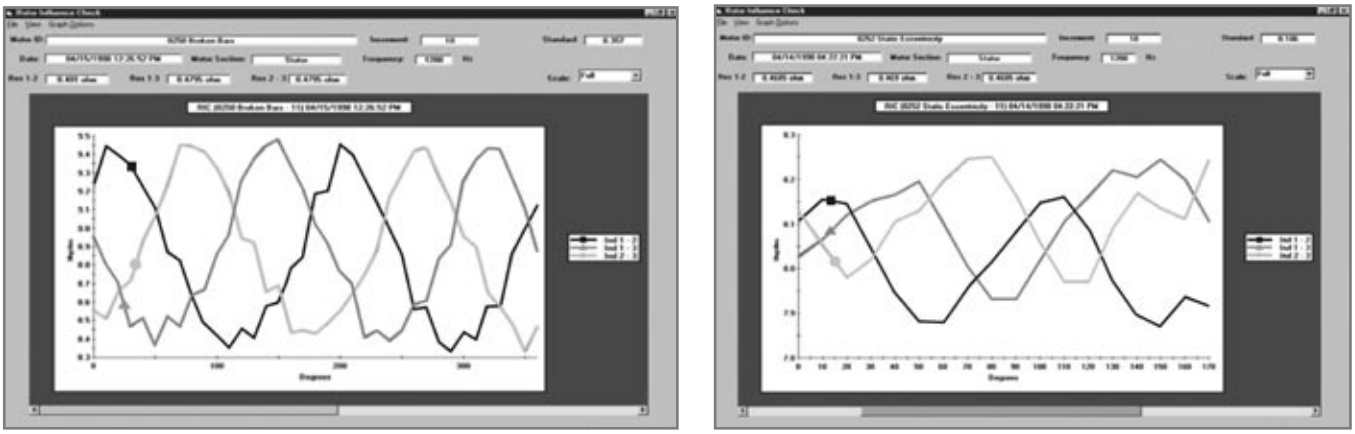


Рис.3. Данные гармонического анализа на отключенном двигателе с дефектом обмотки ротора (а - слева), характерная форма индуктивности при эксцентриситете ротора (б - справа).

дает возможность определить межвитковые замыкания статорной обмотки (рис.3а) или эксцентриситет вала ротора (рис.3б).

Данные измерений хранятся базе компьютера и дают возможность сопоставлять результаты измерений путем построения трендов основных параметров (рис.4).

Удобное программное обеспечение описанных систем контроля позволяет оперативно готовить протоколы и отчеты испытаний. Заключение о месте возникновения (обмотка статора или ротора) и виде возникшего дефекта (обрыв ветвей параллельной обмотки статора и стержней обмотки короткозамкнутого ротора, витковое замыкание, нарушение контактов паяных соединений в обмотках статора и ротора) дается на основании анализа совокупности измерений.

Заложенные в системе возможности измерения угловой зависимости взаимоиндукции статорной и роторной обмоток на зондирующих частотах до 1200 Гц, с повышенной чувствительностью позволяют выявлять дефекты паек стержней ротора и дефекты механического характера. Технология анализа технического состояния двигателя и связанных с ними цепей по основным повреждающимся узлам представляется технически и экономически целесообразной, так как может быть проведена одним прибором и оператором.

ВЫВОДЫ

Применение комплексных систем диагностики электродвигателей позволяет реализовать технологию обслуживания оборудования по фактическому состоянию и снизить издержки от аварийных отказов за счет раннего обнаружения дефектов и контроля их развития, своевременно планировать ремонт. Возможность удаленного контроля и автоматизации процесса измерений, дает возможность осуществлять систематический контроль значительного парка машин с низкими трудозатратами. Объективные данные о техническом состоянии сокращает число внеплановых остановов из-за преждевременного выхода из строя двигателя и позволяет своевременно планировать его ремонт или замену. ■

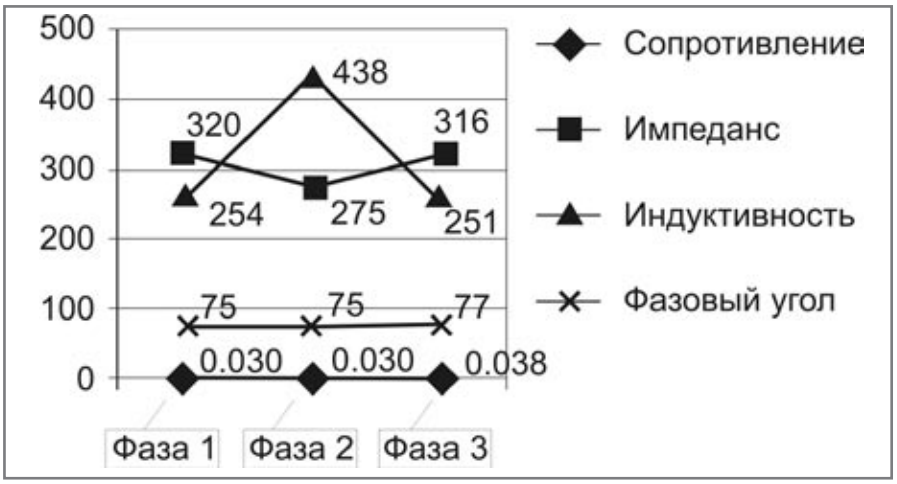


Рис.4. Сопоставительный анализ основных контролируемых параметров по трем фазам тренды

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Гашимов М.А., Гаджиев Г.А., Мирзоева С.М. Диагностирование неисправностей обмотки статора электрических машин // Электрические станции. - 1998. - № 11. - С. 30-35.
2. Гармаш В.С. Метод контроля исправности стержней ротора короткозамкнутого асинхронного двигателя // Энергетика. - 1990. - № 10. - С. 50-52.
3. Петухов В. Спектральный анализ модулей векторов Парка тока и напряжения. Новости электротехники. – 2008. - №1(49).
4. Лукьянов, М.М. Новые принципы виброакустической диагностики изношенного силового электрооборудования / Электрика. - № 2, 2001.
5. Еремеев, С.Н. Профилактическое обслуживание электродвигателей высоконагруженного технологического оборудования / : Электрика. - № 3, 2001.

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
Neftegaz.RU
НЕГУС ЭКСПО
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
Информационная поддержка:
www.oil-gas.ru
НЕФТЕКАПИТАЛ
ПРАЙС
МИР
HimTrade.RU
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

ОТКЛОНИТЕЛЬ ИЗВЛЕКАЕМЫЙ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ

RETRIEVABLE WHIPSTOCK USED FOR CONSTRUCTION OF MULTILATERAL WELLS

УДК 622.248.67

А.Г. ЗАЙНУЛЛИН к.т.н., ведущий научный сотрудник (ООО «Наука») Альметьевск
Р.Х. ИЛАЛОВ, Ф.Ф. АХМАДИШИН инженер I категории; зав. отделом бурения e-mail: ilalovr@tatnipi.ru
А.А. МУХАМЕТШИН старший научный сотрудник («ТатНИПИнефть»)
Н.А. ГАРАЕВ инженер-конструктор (ЗАО «Перекрыватель»)

A.G. ZAJNULLIN candidate of science, leading researcher (OOO «Nauka») Almetevsk
R.KH. ILALOV, F.F. AKHMADISHIN engineer; head of drilling department;
A.A. MUKHAMETSHIN senior researcher (TatNIPIneft)
N.A. GARAEV design engineer (ZAO «Perekryvatel»)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: многозабойная скважина, отклонитель извлекаемый, якорь отклонителя, основной ствол, боковой ствол, вырезание «окна», съемник отклонителя.

KEYWORDS: multilateral well, retrievable whipstock, whipstock anchor, main wellbore, lateral, window exit, whipstock extractor

Предложен отклонитель извлекаемый для строительства многозабойных скважин и бурения боковых стволов из существующих скважин с сохранением проходного диаметра основного ствола. Представлена конструкциия, изложены ход и результаты испытания отклонителя извлекаемого в промысловых условиях.

A retrievable whipstock to be used for construction of multilateral wells and drilling of laterals from existing vertical wellbores with no loss of the main wellbore diameter is offered. The design of the retrievable whipstock is discussed; the procedure and field test results are presented.

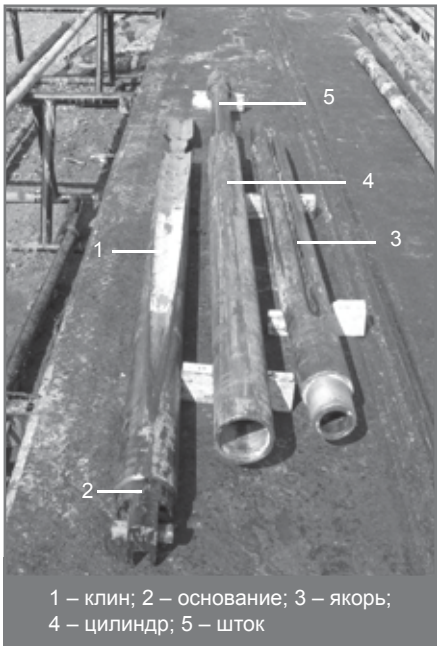
Применение многозабойных скважин (МЗС) позволяет существенно снизить капитальные вложения на разработку многопластовых месторождений, которые в ОАО «Татнефть» разрабатываются отдельными сетками скважин. Ожидаемая экономия затрат на строительство двухзабойной (каждый забой на отдельный пласт) скважины по сравнению со строительством двух обычных скважин составляет 25-30 %.

В связи с вышеизложенным геологической службой ОАО «Татнефть» перед специалистами «ТатНИПИнефть», ООО «Наука» и ЗАО «Перекрыватель» была поставлена задача разработки оборудования и технологии для строительства МЗС, позволяющей использовать оборудование одновременно-раздельной эксплуатации пластов.

Ниже изложены ход и результаты испытаний элемента оборудования для строительства МЗС – отклонителя извлекаемого [1].

Отклонитель представленный на рисунке 1 содержит отклоняющий клин – 1 с нанесенным на нем защитным слоем в виде сетки, основание – 2, якорь – 3 из профильной трубы [2], цилиндр – 4 и размещенный в нем шток – 5 (якорь с цилиндром образуют герметичную рабочую камеру [3]). На рисунке 2 представлен съемник отклонителя, выполненный в виде ловильного крючка специальной конфигурации.

Для бурения бокового ствола отклонитель в компоновке с оконным и расширяющим фрезами спускают в интервал вырезания «окна», созданием давления жидкости производят выправление якоря и закрепление его в эксплуатационной ►



1 – клин; 2 – основание; 3 – якорь; 4 – цилиндр; 5 – шток

Рис. 1 Отклонитель на мостках буровой установки

Рис. 2 Спуск съемника отклонителя в скважину

Рис. 3 Сборка отклонителя и спуск его в скважину

колонне. Далее созданием осевой нагрузки отсоединяют от клина компоновку фрезерную и производят фрезерование «окна» в эксплуатационной колонне. После извлечения инструмента в скважину спускают съемник, производят захват отклонителя и натяжением колонны бурильных труб извлекают шток из цилиндра на расчетную величину для создания в рабочей камере разрежения. Одновременно с этим на якорь снаружи действует давление статического столба жидкости, под действием которого он возвращается в транспортное положение и отклонитель свободно извлекается на поверхность.

В процессе стендовых испытаний было подтверждено, что якорь надежно закрепляется в модели эксплуатационной колонны и возвращается в первоначальное состояние.

После проведения стендовых испытаний на ЗАО «Перекрыватель» были изготовлены опытные образцы отклонителя и съемника для проведения их предварительных испытаний в промысловых условиях. Испытания провели на скважине № 3943з Бурейкинского месторождения НГДУ «Нурлатнефть», предназначенной для ремонта методом бурения бокового ствола.

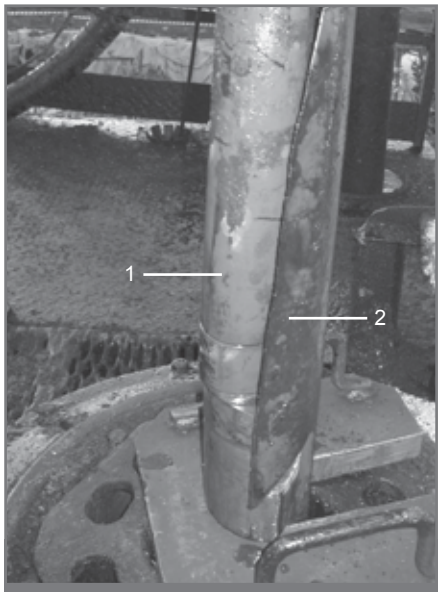
На буровой площадке смонтировали передвижной агрегат А 60/80. Опрессо-вали скважину давлением Р=9 МПа. Проверку внутреннего диаметра эксплуатационной колонны в интервале 0-1147 м произвели спуском шаблона диаметром 145 мм длиной 4,5 м на колонне бурильных труб. Затем провели локатор муфт с привязкой по гаммакаротажу в интервале 1100-1147 м и микрокаверномер с глубины 1147 м до устья. Проработали интервал 1110-1150 м фрезером диаметром 147 мм. Собрали отклонитель и спустили его в скважину (рис. 3) на глубину 1134 м («голова» клина). Для выправления якоря и закрепления его к стенке эксплуатационной колонны создали давление жидкости внутри колонны бурильных труб 7,0 МПа, выдержали давление в течении 10 мин затем снизили до атмосферного. После этого отсоединили компоновку фрезерную от клина, вырезали «окно» в интервале 1134-1138,2 м и подняли инструмент на поверхность. Время фрезерования «окна» составило 4,76 часа. Для извлечения отклонителя в скважину спустили съемник на колонне бурильных труб (рис. 2). В интервале установки отклонителя восстановили циркуляцию промывочной жидкости с расходом 6-7 л/с, создали давление 5,0-6,0 МПа и приподняли колонну бурильных труб. Повышение веса колонны труб подтвердило, что произошло зацепление отклонителя. Дальнейшим натяжением колонны бурильных труб до 230 кН произвели срез штифтов крепящих основание отклонителя к цилиндру, после этого нагрузка снизилась до 13 кН. Выдвижение штока из цилиндра происходило при нагрузке 40 кН. Извлечение отклонителя начали при нагрузке 20 кН, а подъем его на поверхность происходил без нагрузки. Подняли отклонитель со съемником (рис. 4) и произвели его разборку на мостках буровой установки.

Продолжительность установки и извлечения отклонителя, а также фрезерования «окна» в эксплуатационной колонне составила 41 час. Осмотр и замеры оборудования после проведения испытаний показали, что якорь отклонителя принял практически первоначальное (транспортное) состояние, шток после выдвижения из цилиндра находится в идеальном состоянии. Износ оконного и расширяющего фрезеров по диаметру составил не более 0,5 мм. Защитный слой на желобе клина отсутствовал на 1/3 его длины от «головы» клина, и на этой же длине произошел износ желоба клина на глубину до 2 мм (рис. 5).

Проведенные испытания показали, что отклонитель прочно и надежно закрепился в эксплуатационной колонне, рабочая камера выполнила свое функциональное назначение, и якорь принял транспортное состояние. С помощью съемника произвели зацепление отклонителя и извлечение его из скважины, по окончании фрезерования «окна». При этом проходной диаметр основного ствола после извлечения отклонителя остался прежним. Таким образом, разработанный отклонитель извлекаемый позволит производить строительство МЗС с обеспечением сохранения диаметра основного ствола и возможностью применения системы одновременно-раздельной эксплуатации пластов. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Пат 2307227 Российская Федерация, МПК7 Е 21 В 7/08. Устройство для бурения дополнительного ствола из скважины [Текст] / Зайнуллин А.Г., Поленок П.В., Абдрахманов Г.С., Галикеев И.А., Московкин В.И., Гарифуллин Р.А., Малышев С.Г., Мухаметшин А.А./; Заявитель и патентообладатель общество с ограниченной ответственностью «Наука» - № 2006103321; Заявл. 06.02.2006; Опубл. 27.09.2007. Бюлл. № 27.
2. Пат. на полезную модель 66 399 Российская Федерация, МПК7 Е 21 В 7/08. Якорь извлекаемого отклонителя. [Текст] /Зайнуллин А.Г., Поленок П.В., Гарифуллин Р.А., Малышев С.Г., Петлин Ю.И., Каримов Н.Г., Мухаметшин А.А./; Заявитель и патентообладатель общество с ограниченной ответственностью «Наука» – № 2007116268/22; Заявл. 28.04.2007; Опубл. 10.09.2007. Бюлл. № 25.
3. Пат 2347882 Российская Федерация, МПК7 Е 21 В 7/08. Устройство для удаления части жидкости из полости якоря. [Текст] /Зайнуллин А.Г., Поленок П.В., Гарифуллин Р.А., Малышев С.Г., Петлин Ю.И., Каримов Н.Г., Мухаметшин А.А./; Заявитель и патентообладатель общество с ограниченной ответственностью «Наука» - № 2007117043/03; Заявл. 07.05.2007; Опубл. 27.02.2009. Бюлл. № 6.



1 – клин; 2 – съемник отклонителя

Рис. 4 Извлечение отклонителя из скважины (зацепление отклонителя съемником - вид сбоку)

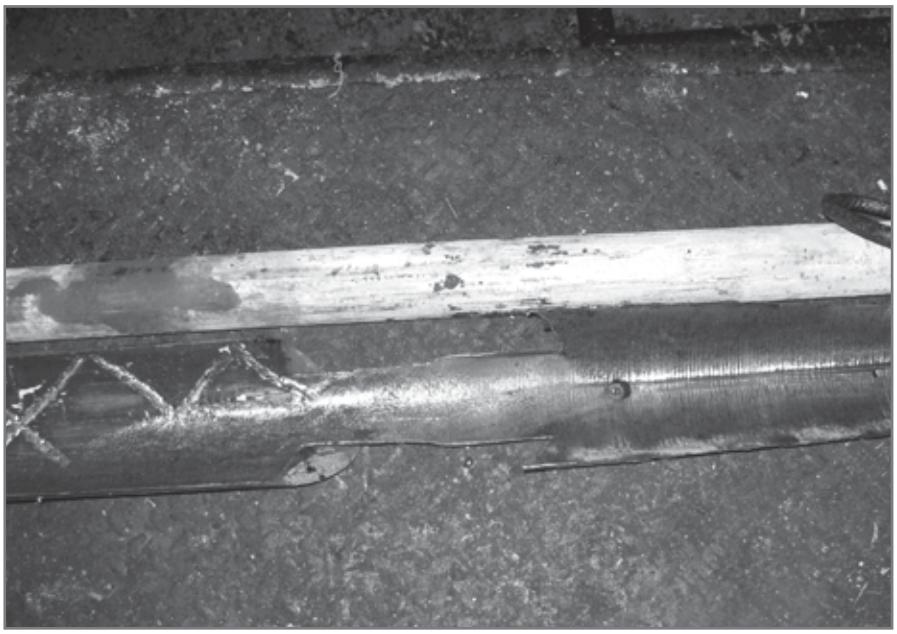


Рис. 5 Верхняя часть клина после вырезания «окна»

20 — 21 МАЯ 2010
г. СОЧИ, ГК «МАРИНС ПАРК ОТЕЛЬ»

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС
OIL SPILL CONTROL CONGRESS

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНГРЕССА:

- Мониторинг соблюдения международных и российских экологических стандартов
- Безопасность процессов добычи, хранения, переработки, транспортировки
- Политики ключевых компаний отрасли в обеспечении безопасности производства, защиты окружающей среды и управлении чрезвычайными ситуациями
- Методики и технологии предотвращения и ликвидации разливов и утечек
- Устранение проблем «задержки реагирования» при разливах углеводородов
- Методики восстановления нарушенных компонентов окружающей среды

По вопросам регистрации на Конгресс обращайтесь к Васильевой Софье:
Тел.: +7(495)935-73-50 (вн.4159)E-mail: vasilieva@ite-expo.ru

ОРГАНИЗАТОР: ITE LLC MOSCOW
Тел.: +7 (495) 935-73-50
Факс: +7 (495) 935-73-51

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору

www.OilSpillControl.ru

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, Neftegaz.RU

Генеральный Интернет-партнер

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

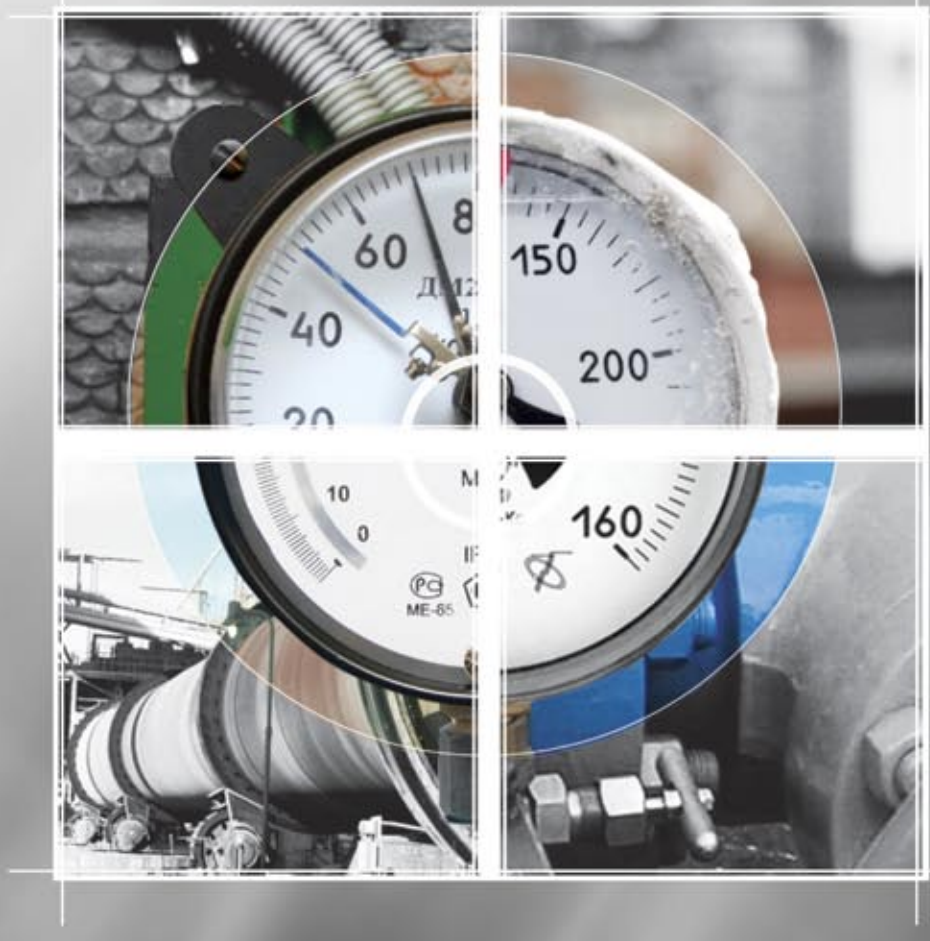
Messe Düsseldorf

Генеральный информационный партнер:
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Стратегический информационный партнер:
НЕФТЬ И КАПИТАЛ

ЗАО «ПО ФИЗТЕХ»

www.fiztech.ru



Точные манометры из Сибири

nqa.
ISO 9001
Registered

UKAS
QUALITY MANAGEMENT
015

Бесплатный звонок «ПО Физтех» по России:

8-800-100-6266

С 6.00 до 10.00 и с 11.00 до 15.00 московского времени