

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№ 2 (20) АПРЕЛЬ 2012



Общество с Ограниченной Ответственностью

**Тюменский завод
металлоконструкций
«Кронос-Т»**



- РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ (РВС)
- РЕЗЕРВУАРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ (РГС)
- ЕМКОСТИ ПОДЗЕМНЫЕ (ЕП, ЕПП)
- СТРОИТЕЛЬНЫЕ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИИ

Россия, Тюмень, ул. Республики 252 корпус 6
тел. +7 (3452) 490-639, 388-480 факс: +7 (3452) 490-696
e-mail: kronos@pfkronos.ru

www.pfkronos.ru

С момента основания в 1991 году чешская электротехническая компания ComAp стала всемирно известным брендом и лидером в области автоматизации и модернизации промышленного оборудования. Основной областью применения продукции производства компании ComAp являются промышленные системы управления, которые при эксплуатации в тяжелейших условиях должны обеспечивать высокую степень надежности, поэтому все компоненты изготавливаются из качественных высокотехнологичных и современных материалов.

► **Системы управления генераторным оборудованием** применяются как для простых решений – одиночный или резервный источник питания, так и для обеспечения работы сложнейших индивидуальных алгоритмов энергетических комплексов на базе генераторного оборудования любых типов (ДГУ, ГПГУ, КГУ, ТГУ, ДТГУ и т.д.) и производителей (Caterpillar, Cummins, Deutz, MAN, Perkins, Mercedes, Mitsubishi, MTU, Rolls-Royce, Jenbacher, Waukesha, Wartsila, Volvo Penta и т.д.).



► **Системы управления промышленного применения** позволяют автоматизировать любое промышленное оборудование, у которого в качестве привода используются двигатели внутреннего сгорания, не зависимо от типа и условий применения.

► **Двухтопливные системы** применяются для модернизации дизельных двигателей на двухтопливный режим работы, т.е. в двигатель дополнительно подается газ, замещая часть дизельного топлива. Уникальность технологий заключается в постоянном автоматическом контроле необходимых внешних и внутренних параметров системы, который позволяет подавать максимальное количество газа, не снижая заводских характеристик двигателя.

► **Системы управления морского применения** используются для автоматизации не только генераторного оборудования, но для комплексного управления двигателями судна и электропитанием. Причем область применения не ограничивается вновь строящимися судами, а подходит для модернизации уже существующего речного и морского флота.

ВЫПУСК:
№ 2 (20) апрель 2012 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:
Республика Татарстан, Наб. Челны,
Мира, д. 3/14, оф. 145
(8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕС ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА:
Москва,
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
(499) 681-04-25

САЙТ:
www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

**АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ,
ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:**
423809, Республика Татарстан,
Набережные Челны, пр. Мира,
д. 3/14, оф. 145, а/я 6

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citologos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 03-12/16-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
26.03.2012

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:

А.Г. КАРПОВ, Н.Н. ШУБЕНКИНА

Проблемы эксплуатации автоклавов и выбор конструкционных
материалов для изготовления оборудования автоклавных производств 5

А.Ю. ЦАРЬКОВ, В.Л. ЗАВОРОТНЫЙ, В.В. ЖИВАЕВА, О.А. НЕЧАЕВА

Применение таллового масла и его производных в нефтегазовой отрасли 8

О.В. СЫЧЕВА, К.А. ЕВСТАФЬЕВА, А.И. МАЛЬЦЕВ, М.Н. КИСЕЛЕВ

Исследования горизонтальных скважин Ярейской площади
Ямсовойского месторождения 15

Е.В. МОКШИН, Е.В. БИРЯЛЬЦЕВ, Д.В. БЕРЕЖНОЙ

Сопоставление метода «Time Reverse Modeling» и метода дифракционного
суммирования в задаче пространственно-временной локализации
микросейсмического события 21

М.Л. ТИТАРЕНКО, Е.О. САЛИКОВА

Комплекс инженерно-геофизических методов для поиска
и трассирования тектонических нарушений 24

В.Л.ШУСТЕР, А.Д. ДЗЮБЛО

Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих
юрских и доюрских отложений на севере западной Сибири 26

Н.М. НЕДОЛИВКО

Генетические признаки и условия образования отложений Усольской
свиты Непско-Ботубинской антеклизы 30

Т.Г. ПЕРЕВЕРТАЙЛО

Палеогеографические реконструкции по данным литолого-петрографического
и гранулометрического анализов пород пластов B_{12}^1 и B_{12}^2 Гураринско-Соболиного
нефтяного месторождения (Томская область) 34

Ю.В. МУЛЁВ

Современные приборы измерения и контроля давления
отечественного производства 39

С.М. ТРУШКОВ, С.В. СТЕПАНОВА, И.Г. ШАЙХИЕВ, И.Ш. АБДУЛЛИН

Высокочастотная плазменная модификация лузги пшеницы
с целью повышения сорбционной емкости 56

А.М. НАСЫРОВ, О.П. ДРУЖАКИНА, Г.Г. ЗИНАТУЛИН

О защите гидросферы от загрязнений на месторождениях нефти
и необходимости защитных сооружений на водостоках 60

А.В. ВОТИНОВ

К вопросу о модернизации российских НПЗ и внутреннем рынке
моторных топлив: взгляд из Туапсе 63

О.И. ЕГОРОВ, О.А. ЧИГАРКИНА

Приоритеты модернизации нефтегазохимических комплексов Казахстана 67

К.А. БАГАЕВ, А.Н. ВАРЛАМОВ

Применение компьютерной радиографии на основе запоминающих
пластин для контроля сварных соединений нефте- и газопроводов 69

А.С. СИЛЬВЕСТРОВ, А.Д. АНВАРОВ, В.А. БУЛКИН

Мультифрактальная параметризация в оценке уровня напряжений
в материале нефтегазопроводов 73

Р.А. РОМАНОВ, А.А. БЕЛОУСОВ

Надежность энергетического оборудования и методы термографии 75

Д.В. ХВОСТОВ, В.В. БЫЧКОВ

Опасный вопрос – кабели 80



Серебряный мир 2000

ISO 9001
BUREAU VERITAS
Certification



отводы

• тройники

• переходы

• заглушки

• днища

• фланцы



ИФС

• крепеж

• детали
в изоляции

• задвижки

• электро-
приводы

• клапаны

• краны
шаровые

ЗАО «Серебряный мир 2000»

Большой ассортимент продукции на складе компании. Детали по ГОСТ и ТУ.
Поставки по всей России!

**Комплексные поставки соединительных деталей трубопроводов
и запорной арматуры!**

Изготовление деталей возможно из сталей: 20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ,
20А, 20С, 13ХФА, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М, 20ФА.

Официальный представитель:



620089, Россия, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Луганская, 2, офис 1
Тел/факс: (343) 385-05-85, 270-58-85.
E-mail: office@sm2000.ru • www.sm2000.ru

ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОКЛАВОВ И ВЫБОР КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ АВТОКЛАВНЫХ ПРОИЗВОДСТВ

PROBLEMS OF EXPLOITATION OF AUTOCLAVES AND SELECTION OF CONSTRUCTION MATERIALS FOR EQUIPMENT AUTOCLAVE MANUFACTURING

**А.Г. КАРПОВ
Н.Н. ШУБЕНКИНА**

А. ШНАЙДЕР

**A.G. KARPOV
N.N. SHUBENKINA
A. SCHNEIDER**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

KEYWORDS:

ООО «ЕвроАрм», Заместитель директора
ООО «ЕвроАрм», Заместитель директора
по техническим вопросам
«Cera System», Менеджер по работе с Россией и странами СНГ

LLC «EvroArm», Deputy Director
LLC «EvroArm», Deputy Director
«Cera System», Account Manager Russia and CIS countries

автоклав, выщелачивание, температура, давление, сталь, титан, керамика,
способы защиты оборудования
autoclave, leaching, temperature, pressure, steel, titanium, ceramics,
methods of protection equipment

Чебоксары
евро-arm@mail.ru

Cheboksary

В статье, на примере процесса выщелачивания цветных и драгоценных металлов, рассмотрены проблемы, возникающие при автоклавном производстве. Показано, что для надежности и эффективности производства, важны не только конструктивные решения выбранного оборудования, но и материалы, применяемые при изготовлении этого оборудования.

Кроме этого в данной статье даны рекомендации по увеличению сроков службы оборудования, используемого в обвязке автоклавов.

In this paper, the example of the leaching process of non-ferrous and precious metals, the problems arising from the autoclave manufacture. It is shown that the reliability and efficiency of production are important not only design solutions selected equipment, but also materials used in the manufacture of this equipment.

In addition, this article provides recommendations for increasing the service life of equipment used in the binding for autoclave.

Одним из частоприменяемых в химии, нефтехимии, металлургии и даже в быту аппаратом является автоклав. Автоклав служит для проведения различных процессов при повышенных температурах, под давлением выше атмосферного. В этих условиях достигается ускорение реакции и увеличение выхода продукта. Простейшим примером служит сковородка.

Автоклавы, используемые для проведения химических реакций, называются химическими реакторами.

Наиболее широко автоклавы применяются в:

- химической промышленности (производство гербицидов, органических

полупродуктов и красителей, в процессах синтеза);

- в гидрометаллургии (выщелачивание с последующим восстановлением из растворов цветных и драгоценных металлов, редких элементов);
- в резиновой промышленности (вулканизация технических изделий);
- в пищевой промышленности (стерилизация, пастеризация продуктов [в том числе консервов]);
- в промышленности стройматериалов.
- в медицине.
- при создании изделий из карбонового волокна, для придания им твердости.

В этой статье мы рассмотрим лишь

небольшую часть из всего разнообразия автоклавных производств – процесс выщелачивания. Это связано с тем, что в нашей стране достаточно много металлургических производств, занимающихся обогащением различных металлов.

ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ – это извлечение одного или нескольких компонентов из твердых тел (руд, концентратов, промежуточных продуктов, иногда отходов производства) водным раствором, содержащим щелочь, кислоту или др. реагент, а также с использованием определенных видов бактерий; частный случай экстрагирования из твердой фазы. Обычно выщелачивание сопровождается хим. реакцией, в результате которой извлекаемый компонент переходит из формы, не растворимой в воде, в растворимую. Существуют автоклавы с нагревом пульпы оствым или глухим паром. Для перемешивания пульпы в автоклаве применяются механические мешалки.

Технология выщелачивания применяется при производстве цветных (Al, Au, Cd, Cu, In, T1 и др.) и редких (Be, Li, Mo, Nb, Re, W, Ta, U и др.) металлов, при получении таких элементов, как B, Ge, Se, Te. Для извлечения Ag, Au, Cu, U применяют кучное выщелачивание, подземное – для U, Cu, Ag, Co, Fe, Ni и др., бактериальное – для Cu и U; последний способ перспективен для переработки силикатных руд, содержащих Al, As, Mn, Ni и др. металлы.

Автоклавы для выщелачивания обычно работают при температуре 200-300 °C, давления могут достигать 80 МПа.

Цикл процесса выщелачивания в автоклаве складывается из ряда последовательных операций:

- а) загрузки руды и щелочи (или пульпы),
- б) подъема давления в автоклаве до

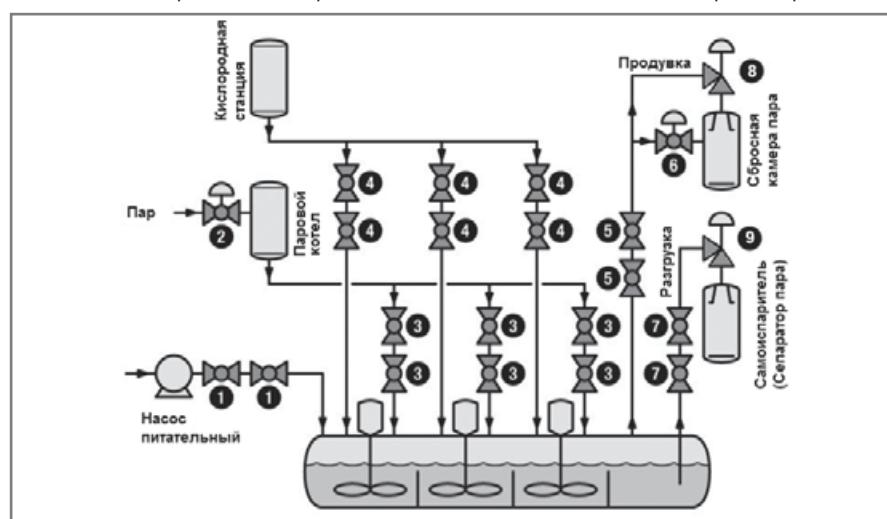


Рис. 1. Схема автоклавного производства, где:

- 1 – шламовый запорный клапан после питательного насоса.
- 2 – регулирующий клапана подачи пара.
- 3 – запорный клапан подачи пара.
- 4 – запорный клапан подачи кислорода.
- 5 – дренажный клапан.
- 6 – сбросной клапан (регулятор давления перед собой).
- 7 – выпускной вентиль пульпы.
- 8 – регулирующий клапан давления пара в автоклаве.
- 9 – регулирующий клапан подачи пульпы в самонапаритель

максимального,
в) выщелачивания при максимальном давлении,
г) разгрузки автоклава (выдавливание пульпы).

Современная автоклавная батарея представляет собой автоматизированную установку непрерывного действия и состоит из следующих аппаратов, работающих в последовательной цепи (рис.1):

- насоса для нагнетания в систему пульпы, поступающей из шаровых мельниц;
- подогревателей для пульпы;
- батареи соединенных последовательно автоклавов;
- системы сепараторов (самоиспарителей) для отделения пара от выгружаемой автоклавной пульпы и мешалки для пульпы.

Управление технологическим режимом такой батареи требует автоматического дистанционного поддержания заданных давления в батарее, температуры выщелачивания, уровня пульпы в сепараторах. Регистрируются и контролируются также расход, давление и температура греющего пара, давление в сепараторах, температура нагрева пульпы, щелочность конденсата и некоторые другие показатели.

Температура выщелачивания регулируется изменением расхода пара, давление – изменением гидравлического сопротивления батареи с помощью регулирующего вентиля, установленного на выходе в сепаратор. Для регулирования уровня пульпы в сепараторах служат регулирующие вентили, установленные на входе в сепаратор следующей ступени.

Для каждого технологического процесса с учетом конкретных условий устанавливаются нормативы по следующим основным показателям работы автоклавных батареи: температура выщелачивания, извлечение оксида получаемого металла при выщелачивании, удельный расход пара, концентрация и каустический модуль автоклавной (вареной) и разбавленной пульпы.

Исключительно большое влияние на процесс оказывает величина давления (температуры) внутри автоклава, при котором

идет процесс выщелачивания сульфидов и оксидов. При прочих равных условиях с повышением давления (температуры) внутри автоклава извлечение сульфидов и оксидов металлов возрастает, а время продолжительности процесса выщелачивания значительно сокращается. Другими словами, одна и та же степень извлечения сульфидов и оксидов металлов из руды при повышении давления (температуры) может быть достигнута за более короткий промежуток времени.

Так, согласно результатам экспериментальных работ советских и венгерских специалистов, продолжительность выщелачивания северо-уральских бокситов под давлением около 30 атм. (225°C) составляет примерно 2 ч., а под давлением 80-100 атм. (260-300°C) и более продолжительность выщелачивания сокращается в 30-40 раз!!! при теоретически возможном извлечении глинозема из боксита. В таблице 1 приведены данные о влиянии параметров процесса выщелачивания бокситов на длительность процесса.

Выщелачивание при температуре выше 280°C принято называть высокотемпературным. Автоклавное высокотемпературное выщелачивание не нашло распространения из-за дороговизны автоклавов, работающих при давлении 60-100 атм. Хотя как видно из таблицы 1, при высокотемпературном выщелачивании производительность возрастает в 12-60 раз!!! А сама установка для выщелачивания получается очень компактной и высокопроизводительна.

Применение на практике столь высоких давлений (температур) при выщелачивании требуют решения ряда таких задач, как выбор материала для автоклавов и другого оборудования в обвязке автоклавов.

Операции выгрузки пульпы из автоклава складываются из двух операций, осуществляемых одновременно, а именно:

- 1) перемещение пульпы из автоклава, находящегося под высоким давлением, в аппаратуру, находящуюся под атмосферным давлением;
- 2) охлаждение пульпы до температуры,

отвечающей атмосферному давлению.

И то, и другое достигается при разгрузке автоклава в самоиспаритель.

Самоиспаритель представляет собой сосуд высокого давления, в который пульпа поступает по загрузочной трубе через специальный автоматический регулирующий клапан, изготовленный из абразийностойких материалов. В самоиспарителе поддерживается давление ниже давления пульпы на его входе. Выходя из регулятора с большой скоростью в пространство с давлением, ниже давления кипения (например, давление изменяется с 25 до 3 атм.), раствор пульпы вскипает и частично разбрызгивается. В результате этого происходит сильное пароотделение. Вследствие чего пульпа охлаждается за счет тепловой энергии, расходуемой на парообразование в самоиспарителе.

Энергичное вскипание автоклавной пульпы (один объем пульпы, перегретой до температуры 200°, выделяет при самоиспарении до 100 объемов пара!!!) приводит к значительному увеличению скорости потока. Если скорость подачи пульпы в автоклав составляет 1,2-2,4 м/с, что нормально для стальных трубопроводов и арматуры, то на входе в самоиспаритель скорость смеси пульпы с паром может достигать 100 м/с и более.

При таких скоростях потока разрушение оборудования (арматуры, трубопроводов, днища сепаратора) может достигать

Вид бокситов	$\text{Na}_2\text{O}_{\text{cu}}$ (г/л)	T, °C	a_{cu}	Время, мин.
Гиббсито- вый	180-220	95-105	1,7	60-120
	100-150	140-150	1,5-1,6	20-40
Диаспо- ровый	280-300	230-240	3,4-3,6	60-120
	180-200	245-260		20-40
	115-140	280-315		2-5

Таб. 1. Зависимость длительности выщелачивания бокситов от рабочих условий, где a_{cu} – каустический модуль.

Материал	Неокислительные или восстановительные среды			Жидкости			Газы				
	Растворы кислот исключая хлористо-фосфорную, серную	Нейтральные растворы, напр., неокисляемые растворы солей, хлориды, сульфаты	Алкалиновые растворы	Окислительные среды			Галогены и деривативы				
				Едкий аммиак и амины	Растворы кислот, например, азотная	Нейтральные или алкалиновые растворы, например, персульфат, перекись, хромат	Коррозионные растворы, например, хлорное железо и т.п.	Влажные галогены	Сухие галогены		
316 нерж. сталь	4	5	5	6	5	6	1	0	3	2	4<220 3<400
Hastelloy C 276	5	6	5	6	4	6	5	5	4	4	4<400 3<480
Hastelloy B2	6	5	4	4	0	3	0	1	3	5	4<400 3<480
Inconel 600	3	6	6	6	3	6	1	2	5	3	5<220 4<400
Monel 400	5	6	6	1	0	5	1	2	6	3	6<220 3<400 2<480
Никель 200	4	5	6	1	0	5	0	2	6	2	6<220 5<400 4<480
Титан	3	6	2	6	6	6	6	6	0	1	0
Цирконий	3	6	2	6	6	6	2	6	1	6	0

Таб. 2. Применимость различных материалов в изготовлении автоклавов, где

0 – Не подходит. 1 – Подходит в малой степени. 2 – Подходит в большинстве случаев. 3 – Результат близок к хорошему.

4 – Хороший результат. 5 – Очень хороший результат. 6 – Наилучший результат.



Рис.2. Износ титанового шара.

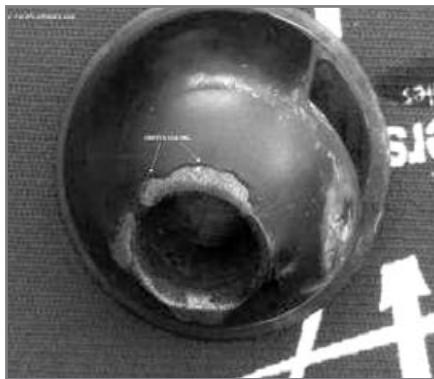


Рис.3. Износ титанового шара с покрытием.

катастрофических величины в короткие промежутки времени. Для уменьшения последствий разрушающего воздействия необходимо применение материалов, способных выдерживать подобные нагрузки.

Для защиты от разрушающего действия струй пульпы, в сепараторе имеется отбойное броневое устройство. Защитить же рабочие органы клапана, регулирующего подачу пульпы на входе в сепаратор, не представляется возможным. Поэтому увеличить срок службы клапана можно только за счет использования материалов, стойких к воздействию щелочной среды, а также, способных работать в условиях дробеструйного износа.

Позвольте остановиться на этом моменте более подробно.

Наиболее распространенным материалом, контактирующим с продуктом, является нержавеющая сталь марки 316. Возможно изготовление рабочих элементов автоклава из следующих материалов: нержавеющая сталь марки 316L, титан, цирконий, никель, углеродная сталь, Hastelloy B/C, Monel, Inconel.

Обычно изготовитель дает рекомендации по выбору материалов для конкретных химических сред, однако, это не гарантирует 100% высокой их устойчивости к коррозии, кроме того, величина коррозии зависит и от

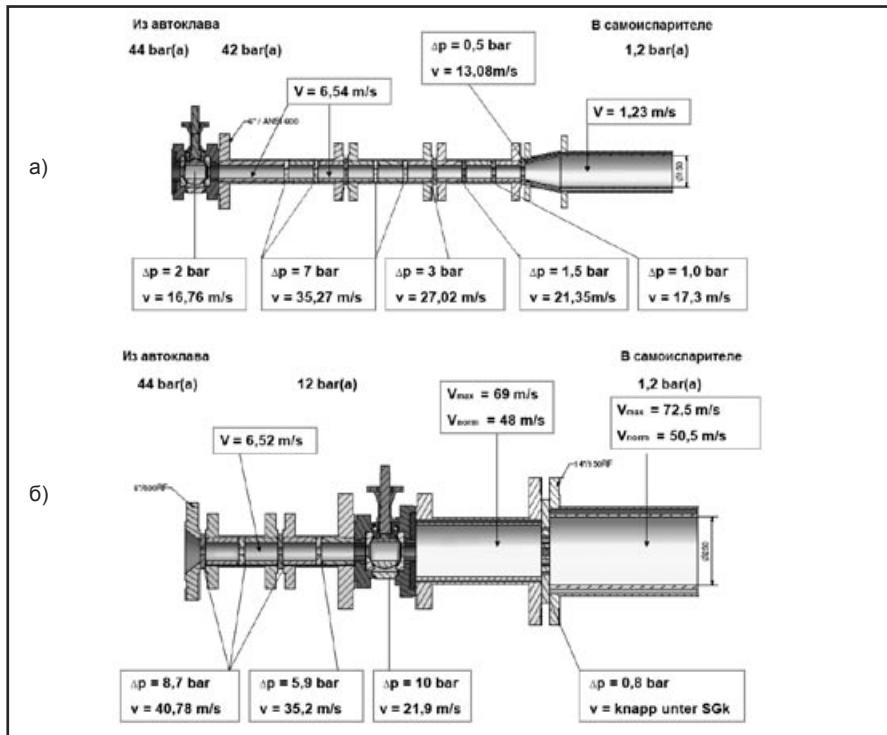


Рис.4. Система дросселирования потока пульпы: а) после самоиспарителя (без перехода фаз), б) на выходе из автоклава (с переходом фаз: Ж → Г).

параметров протекающих реакций, таких как температура, давление, концентрация и т.п.

В таблице 2 приведена применимость различных материалов для изготовления автоклавов для работы с различными средами.

Однако следует помнить, что помимо агрессивного воздействия пульпы, все задействованное оборудование испытывает абразивное воздействие среды.

По неофициальным данным, стойкость сталей с твердосплавными наплавками (например, карбид вольфрама) и титановых сплавов с покрытием TiO_2 выдерживают при данных условиях эксплуатации от нескольких часов до 3 (трех) месяцев!!! в следствие отслоения покрытия TiO_2 по краям и коррозии основного материала.

Столь низкая работоспособность оборудования из этих материалов затрудняет их применение в циклическом процессе, поскольку должно обеспечивать надежность и безопасность работы, а значит, их стойкость должна соответствовать или превышать время продолжительности хотя бы одного рабочего цикла. В случае непрерывного производственного процесса применение данных материалов становится чрезвычайно опасным! Кроме того, останов и запуск процесса из-за поломки одного клапана влечет за собой колоссальные

потери энергии на разогрев установки, а размер упущеной прибыли из-за невыпуска продукции значителен.

Как мы уже писали в двух предыдущих статьях [1, 2], подтверждая свои слова сравнительными таблицами технических параметров, наиболее стойким здесь будет правильно подобранный керамика. Конечно, просто применение оборудования (арматуры, труб, самого автоклава и отбойного устройства в самоиспарителе), футерованной керамикой, на линии выгрузки пульпы из автоклава недостаточно. Требуется применение системы дросселирования, которая будет сдерживать рост скорости и тем самым продлит срок службы всего оборудования до двух и более лет.

Итак, возникает вопрос – сколько Вы готовы заплатить за оборудование, которое позволит вам зарабатывать, а не терять? ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. А.Г. Карпов, А. Шнейдер, В защиту керамики, как материала для трубопроводной арматуры, Экспозиция Нефть Газ, №6, 2011г.
2. А.Г. Карпов, Титан или керамика, Экспозиция Нефть Газ, №1, 2012г.



428022, Россия, Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Декабристов, д. 33-А, оф. 311
тел./факс (8352) 63-00-24 , тел. (8352) 23-03-41; e-mail: evro-arm@mail.ru ; <http://www.evro-arm.ru>

ООО «ЕвроАрм» консультирует по подбору, применению предлагаемой арматуры для различных условий эксплуатации, разрабатывает нестандартные решения для сложных мест установки и тяжелых условий эксплуатации арматуры (сильноагрессивные, абразивные, чистые среды, высокие температуры и давление) и осуществляет комплексные поставки.

Компания является официальным представителем производителей запорной, регулирующей, предохранительной, дозирующей арматуры для химии, нефтепереработки, энергетики и других отраслей: CERA SYSTEM, LESER (Германия), ABO Valve, LDM (Чехия).

ПРИМЕНЕНИЕ ТАЛЛОВОГО МАСЛА И ЕГО ПРОИЗВОДНЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

THE USE OF TALL OIL AND ITS DERIVATIVES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

УДК 622.24.063

А.Ю. ЦАРЬКОВ
В.Л. ЗАВОРОТНЫЙнач. отдела ССиМ (ООО «Сервисный Центр СБМ»)
доцент кафедры Промышленная экология, к.т.н.
(РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина)

В.В. ЖИВАЕВА

декан ФПК, зав. кафедрой «Бурение нефтяных
и газовых скважин» СамГТУ, доцент, к.т.н.

О.А. НЕЧАЕВА

зам. зав. кафедрой «Бурение нефтяных
и газовых скважин» СамГТУA.U. TSARKOV
V.L. ZAVOROTNY
V.V. ZHIVAEVAhead of department (Service Center SBM)
lecturer (Gubkin Russian State University of Oil and Gas)
Dean of Advanced Training Faculty Head of Drilling Wells
Department, PhD

O.A. NECHAEVA

Deputy Chair of Drilling Wells Department

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

побочный продукт, талловое масло, пек, компонент, получение
by-product, tall oil pitch, component, obtaining

KEYWORDS:

Самара
autsarkov@gmail.com

Bngssamgtu@mail.ru

Necnaevaaoa@gmail.com

Samara

В статье приведен анализ современного состояния использования побочных продуктов (на примере таллового масла и таллового пека) для нужд нефтегазовой отрасли.

The paper presents an analysis of the current state of by-products (for example, tall oil and tall pitch) for the needs of oil and gas industry.

Расширение сферы квалифицированного применения таллового пека, который является доступным и относительно дешевым возобновляемым сырьем растительного происхождения и обладает ценными свойствами, позволит получить значительный народохозяйственный эффект, выражаемый как экономическими показателями, так и оздоровлением окружающей среды в результате прекращения захоронения и скижания пека как неиспользуемого отхода целлюлозно-бумажной промышленности.

Исследования по оценке остаточных продуктов химпроизводства для получения и регулирования свойств промывочных жидкостей актуальны. Разработка новых эффективных реагентов и постановка их на производство позволяет расширить сырьевую базу химически активных добавок [1].

В лесохимической отрасли на утилизацию отходов (путем скижания или вывоза в отвалы) приходится более 8-10% стоимости основной продукции. В переработке (использовании) отходов заинтересованы как отрасли, где они образуются, так и отрасли, где они могут быть использованы:

- освобождение предприятий от обременительных отходов производства, хранение которых, связано с существенными затратами и загрязнением окружающей среды;
- снятие напряженности в расширении ассортимента химических реагентов для использования их по другому функциональному назначению (материалов для строительства скважин, расширение сырьевой базы, улучшение размещения производства, высвобождение земель, используемых для утилизации (захоронения) [1].

Рассмотрим варианты применения многотоннажных побочных продуктов на

примере таллового масла и таллового пека.

Талловое масло является многотоннажным побочным продуктом сульфат-целлюлозного производства. Широко используется (в промышленных масштабах) в рецептурах различных буровых растворов. Наиболее часто его применяют в качестве смазочной добавки или исходного компонента для производства эмульгаторов.

Широкое применение таллового масла в рецептурах буровых растворов стало возможно с разработкой эмульгатора «Эмультал», выпускавшегося с конца 70-х годов в СССР по ТУ 6-14-1035-79. «Эмультал» получают смешением таллового масла и триэтаноламина.

Авторами [100, 101, 102, 103, 104, 105] разработаны различные рецептуры реагентов с использованием эмульгатора «Эмультал». Предложена рецептура реагента для буровых растворов [100], содержащая карбоксиметилцеллюлозу и ингибитор термоокислительной деструкции – эмульгатор «Эмультал».

Смесь таллового масла и триэтаноламина использовалась для стабилизации пеногасителя для буровых растворов [102], состоящего из кремнийорганической жидкости, жидкого стекла, соли поливалентного металла, нефтепродукта и воды.

Эмульгатор инвертных эмульсий [103] содержит продукт взаимодействия таллового масла с триэтаноламином, продукт взаимодействия кислот таллового масла и оксиэтилированных алкиламинов, углеводородный растворитель и жидкие парафиновые углеводороды. Эмульгатор инвертных эмульсий [103] может быть использован при получении однородной смеси двух несмешивающихся жидкостей, таких как нефть и вода, масло и вода и т.д.

применимых в нефте- и газодобывающей промышленности.

Сотрудниками НПО «Бурение» разработана смазочная добавка для глинистых буровых растворов [106] приготовливаемая следующим образом: в талловое масло вводят смолу полиакрилбензолов в массовом соотношении 1:(3-9) и при нагревании до 50-70°C интенсивно перемешивают. Данную смазочную добавку вносят в буровой раствор в количестве 0,5-3,0 масс. %.

Известен способ обработки бурового раствора смесью кремнийорганических соединений (ГКЖ-10 или ГКЖ-11) и талловым маслом в соотношении 1:1 [107]. Данная обработка позволяет улучшить смазочные свойства и максимально сохранить естественную проникаемость призабойной зоны пласта.

Смазочный реагент к буровым растворам [108] на основе таллового масла и отработанного подсолнечного масла (ОПМ) с модифицирующими добавками, в качестве модифицирующих добавок содержит отработанную смазочно-охлаждающую жидкость при следующем соотношении компонентов, мас.%: отработанное подсолнечное масло ОПМ 45-60; талловое масло 10-20; отработанная смазочно-охлаждающая жидкость СОЖ 20-45.

Смазочная композиция для бурового раствора на водной основе содержащая талловое масло [109, 110], а в качестве модифицирующей добавки полигликоль при следующем соотношении ингредиентов, мас.%: талловое масло – 40-60; полигликоли – 40-60.

Композиция относится к смазочным добавкам для буровых растворов на водной основе. Техническим результатом является улучшение смазочных и противоизносных свойств растворов в результате ►

повышения прочности и степени адгезии смазочной пленки к поверхности металла при одновременном улучшении стабилизирующих свойств раствора и уменьшении его отрицательного влияния на коэффициент восстановления первоначальной проницаемости.

Для предотвращения вспенивания буровых растворов и искажения показаний газового каротажа, а также для улучшения смазочной и противоизносной способности бурового раствора может быть применена добавка следующего состава: талловое масло, триэтаноламин, оксиэтилированный алкифенол и пентамер пропилена при следующем соотношении ингредиентов, мас. %: (35-55):(5-10):(5-10):(35-55) [111].

Талловый пек остаток от перегонки сырого таллового масла – является многотоннажным побочным продуктом.

Являясь доступным и относительно дешевым возобновляемым сырьем растительного происхождения, обладающий ценными свойствами, талловый пек в настоящее время ещё не нашёл достаточного квалифицированного применения. Талловый пек используется в основном при строительстве дорог, а значительная его часть скапливается в смеси с мазутом непосредственно на сульфат-целлюлозных предприятиях.

Для придания неомыленному талловому пеку необходимых технических свойств предложены разные способы его обработки путем добавления различных веществ. Предложен способ модификации таллового пека путем обработки его известью (5 % от массы пека) [2], а также добавки ацетата кальция. Температура размягчения модифицированного пека при использовании оксидов Ca и Mg повысилась до 40°C, а в случае добавки ацетата кальция – до 80,5°C.

В работах [2, 3] проводилась также активация таллового пека моногидридом серной кислоты с последующей выдержкой полученной смеси при температуре 200-220°C в течение 4 ч. Для улучшения свойств, повышения структурной вязкости, температурной устойчивости в пек дополнительно вводили мелкодисперсный гидролизный лигнин.

На основе таллового пека разработан тампонирующий состав [112] для изоляции поглащающих пластов, содержащий омыленный талловый пек, хлорид натрия (алюминия или кальция) и воду в соотношении: (1,32-7,20):(0,53-2,90) остальное вода. Тампонирующий состав готовится следующим образом: сначала закачивают в пласт раствор омыленного таллового пека, далее прокачивают раствор соли, в результате их перемешивания происходит образование закупоривающего материала.

Авторами [5] предложен реагент для обработки бурового раствора, содержащий следующие ингредиенты (масс. ч.): талловый пек – 100; гидроксид натрия – 8-16; лигнин – 10-60. Его получают путем смешения ингредиентов при температуре нагревания до 150-220°C в течение 1-2 ч. Реагент получается твердый, хрупкий, водорасторимый, легко подвергается размолу до порошка. Полученный реагент повышает колмитирующие свойства

бурового раствора и его глиноёмкость.

Аналогичный комплексный реагент-стабилизатор буровых глинистых растворов (карбоглиносульфонат пековый) [113] содержит масс. %: лигносульфонаты технические 36,5-39,0; талловый пек 35,6-39,0; каустическая сода 2,5-5,0; карбоксиметилцеллюлоза 13,0-17,5; глинопорошок остальное. Реагент получают путём последовательного растворения в воде каустической соды, лигносульфонатов и карбоксиметилцеллюлозы. В полученный раствор в водят глинопорошок и готовый глинопорошок гранулируют. Перед растворением талловый пек и водный щелочной раствор лигносульфонатов нагревают до 90-104 °C. Данный реагент используют для улучшения фильтрационных свойств, улучшения смазывающей способности бурового раствора, а также в условиях повышенной минеральной агрессии и высоких температур.

Для получения термостойких гидрофобных эмульсионных буровых растворов в качестве эмульгаторов можно использовать продукты взаимодействия таллового пека с неорганическими полимерами (силикат натрия, алюминат натрия и др.). Такие эмульгаторы обладают, высоким эмульгирующим действием, их использование позволяет повысить термостойкость, устойчивость и стабильность буровых растворов [6, 7, 8]. Эффективная добавка таллового пека к эмульсионным буровым растворам составляет 2,3-4,6% [9].

Предложен способ получения смазочной добавки для буровых растворов путем смешения смолы полиалкилбензолов и таллового пека [10].

Ряд работ посвящен использованию таллового пека и продуктов на его основе в качестве флотирующих агентов. В работе [11] в качестве собираителя в кондиционирование вводят продукт взаимодействия таллового пека и жидкого стекла. Наряду с талловым пеком и жидким стеклом в составе флотагента предлагаются использовать мыла от рафинации метиловых эфиров синтетических жирных кислот фракции C₁₀-C₁₈ [12]. Такой флотагент можно применять при флотации магнезитовых руд. Для флотации гипсосодержащих боратовых руд авторы [13] в качестве собираителя предложено использовать омыленный талловый пек и сточные воды производства теофиллина.

В работе [14] установлено, что продукт высокотемпературной щелочной гидролитической обработки таллового пека в виде водного раствора концентрации 0,01 % является очень эффективным флотационным агентом, позволяющим очищать промышленные сточные воды от нефтепродуктов и масел со степенью очистки до 98%.

С экологической и экономической точек зрения использование (применение) модифицированного таллового пека в рецептурах буровых растворов является перспективным направлением. Талловый пек обладает рядом преимуществ по сравнению с продуктами нефтяного происхождения.

Авторами [23] талловый пек впервые рассмотрен как потенциальное сырье для получения поверхностно-активных

веществ (ПАВ) неионогенного типа. Разработано неионогенное ПАВ – «Пектанокс», представляющее собой продукт оксиэтилирования таллового пека. «Пектанокс» марки ОЭ-15 может быть использован в производстве синтетических моющих средств взамен дорогостоящих и дефицитных синтетиков. «Пектанокс» марки ОЭ-6 может быть использован в качестве эффективного эмульгатора вместо дефицитных и дорогостоящих маслорасторвимых ПАВ на основе оксиэтилированных алкилфенолов.

Гидролитический способ обработки таллового пека [24], позволяет увеличить выход жирных кислот при дистилляции и выделить стерины из таллового пека. Выход жирных кислот при такой обработке увеличивается до 52%.

Повышения температуры размягчения пека можно достичь также путем его обработки гексаметентетрамином [29]. Процесс ускоряется при использовании сиккативов – оксида цинка, таллатов свинца или марганца.

Несмотря на имеющиеся в научно-технической литературе сведения по применению (направлениям использования), переработка таллового пека в ценные вторичные продукты еще не освоена в промышленных масштабах, в отличие от таллового масла.

В связи с этим актуальными являются:

- поиск перспективных направлений квалифицированного применения таллового пека;
- разработка и внедрение в производство технологий переработки многотоннажных побочных продуктов, отвечающих современным технико-экономическим и экологическим требованиям.

Использование многотоннажных остаточных продуктов химических производств и их производных в процессе бурения экономически обосновано и позволяет:

- решить вопросы утилизации отходов и сохранения экологического равновесия природной среды;
- снизить затраты на строительство скважин, что в условиях рыночной экономики и платного недропользования становится определяющим фактором. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Залибин В.Г. Использование продуктов химпроизводств в качестве активных добавок к буровым промывочным жидкостям // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: Тез. докл. науч.-техн. конф. - Иркутск.: ИрГТУ, 2004. - Вып.4. - с. 24-28.
2. А.с. 1039949 (СССР). Реагент для обработки буровых растворов / А.Н. Андрусяк, А.В. Мельник, М.С. Гаевой, М.В. Кресса // Бюл. изобр. - 1983.
3. А.с. 1079658 (СССР). Реагент-стабилизатор инвертной эмульсии / М.И. Липкес, Н.М. Касьянов, И.З. Файнштейн, К.Ш. Овчинский, А.В. Казьмин, Ю.Ф. Логинов, В.М. Карпов, В.И. Саунин, А.А. Балуев // Бюл. изобр. - 1984.

4. А.с. 1167192 (СССР). Пеногаситель для буровых растворов / О.А. Морозов // Бюл. изобр. - 1985.
5. Пат. 2062142 (РФ). Эмульгатор инвертных эмульсий / АО «ХимекоГанг» // Бюл. изобр. - 1996.
6. Пат. 2064808 (РФ). Пеногаситель / В.Н. Папков, Е.В. Кирчевская, Л.Б. Аксененкова // Бюл. изобр. - 1996.
7. Пат. 2126884 (РФ). Состав для извлечения нефти / Д.А. Хисаева, О.Г. Гафуров, Р.Х. Алмаев // Бюл. изобр. - 1999.
8. А.с. 1693018 (СССР). Смазочная добавка для глинистых буровых растворов / В.А. Рунов, Ю.Н. Мойса, Х.С. Пак // Бюл. изобр. - 1991.
9. Пат. 2101318 (РФ). Способ обработки бурового раствора / Б.А. Andreson, И.В. Утяганов, А.М. Хафизов // Бюл. изобр. - 1998.
10. Пат. 2105783 (РФ). Смазочный реагент к буровым растворам / Н.Г. Кащакаров, Н.Н. Верховская, А.А. Рябоконь // Бюл. изобр. - 1998.
11. Пат. 2142978 (РФ). Смазочная композиция для бурового раствора на водной основе / Б.А. Andreson, А.И. Остригин // Бюл. изобр. - 1999.
12. Пат. 2163615 (РФ). Реагент для химической обработки буровых растворов / А.И. Пеньков, Л.П. Вахрушев, В.Н. Кошелев // Бюл. изобр. - 2001.
13. Пат. 2197511 (РФ). Смазочная добавка для буровых растворов / В.А. Махоро, Т.В. Чиканова, Ф.А. Каменщикова // Бюл. изобр. - 2003.
14. Богомолов Б.Д., Буцаленко В.С., Мариев А.А. Направления использования таллового пека // Обзор, информ. Лесохимия и подсочка, вып. 1. - М.: ВНИПИЭИлеспром, 1989. - 28 с.
15. Богданович Н.И. Вяжущее для дорожного строительства / Н.И. Богданович, Т.А. Гурьев, Е.Г. Карзин // Науч.-техн. реф. сб. Лесохимия и подсочка, вып. 2. - М.: ВНИПИЭИлеспром, 1986. - с. 12.
16. А.с. 1232783 (СССР). Тампонирующий состав / Л.В. Николаева, К.А. Шишин, Н.П. Панков // Бюл. изобр. - 1986.
17. А.с. 1379302 (СССР). Реагент для обработки бурового раствора / В.С. Войтенко, В.В. Синицын, В.Г. Скрипчук // Бюл. изобр. - 1988.
18. Пат. 2001091 (РФ). Комплексный реагент-стабилизатор глинистых буровых растворов КЛСП (карболигносульфонат пековый) / А.Ф. Усынин, Э.И. Аракелян, Р.С. Яремийчук // Бюл. изобр. - 1993.
19. Михайловская В.Н. Получение дисперсионного эмульгатора для термостойких инвертных эмульсионных буровых растворов на основе таллового пека // Гидролизн. и лесохим. пром-сть. - 1983. - №8. - с. 7-8.
20. Шевчук В.В., Можейко Ф.Ф., Стрельчонок В.В. Применение продуктов лесохимического производства в составах для бурения // Экспресс-информ. Отечеств., произв. опыт. Лесохимия и подсочка, вып. 2. - М.: ВНИПИЭИлеспром, 1986. - с. 23-24.
21. А.с. 1177327 (СССР). Гидрофобный эмульсионный буровой раствор / В.В. Шевчук, Ф.Ф. Можейко // Бюл. изобр. - 1985.
22. А.с. 1204625 (СССР). Буровой раствор / В.В. Шевчук, Ф.Ф. Можейко // Бюл. изобр. - 1986.
23. Пат. 2058990 (РФ). Способ получения смазочной добавки для буровых растворов / В.А. Рунов, Ю.Н. Мойса, А.Д. Лунев // Бюл. изобр. - 1996.
24. А.с. 1191115 (СССР). Способ флотации руд черных металлов / В.В. Синицын // Бюл. изобр. - 1985.
25. А.с. 1466793 (СССР). Способ флотации магнезитовых руд / Н.И. Барановский, В.В. Синицын, В.Г. Рогозина В.Г. // Бюл. изобр. - 1989.
26. А.с. 1667289 (СССР). Способ флотации гипсосодержащих боратовых руд / В.В. Синицын // Бюл. изобр. - 1990.
27. А.с. 1691320 (СССР). Способ очистки сточных вод от нефтепродуктов и масел / В.В. Синицын // Бюл. изобр. - 1991.
28. Пат. 2153516 (РФ). Способ получения водорастворимого неионогенного поверхностно-активного вещества / Б.А. Радбиль, С.Р. Кушнир, В.В. Кузнецов, А.А. Тараканов, В.И. Смирнов, А.И. Баширов, А.Б. Радбиль // Бюл. изобр. - 2000.
29. Пат. №4524024 (США). Способ выделения жирных кислот и стеринов из пека таллового масла // РЖХим. - 1987. - №9. - 9Т123П.
30. А.с. 992560 (СССР). Способ получения модифицированного таллового пека / М.П. Бердников // Бюл. изобр. - 1983.



Компания «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» проводит Всероссийскую производственный семинар по теме: «Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗиД, ВСП. Увеличение эффективности его эксплуатации». Дата проведения семинара **29 мая 2012 года, в гостинице «Парк инн» г. Ижевск.**

Цель планируемого семинара – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий ОРЭ, ОРЗ в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей технологий. Семинар рассчитан на аудиторию ведущих технологов, технологов цехов добычи нефти и газа, руководителей и специалистов ПТО добычи нефти, геологических отделов, отделов внутристкважинных работ, разработки НГМ и работы с механизированным фондом и других производственных и научно-технических подразделений..

По вопросам участия в конференции – координатор: Кабрина Юлия
Тел.: 8-912-7604075, тел./факс: 8(3412)43-57-73
Email: info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru





ООО «ЗАСЛОН»

410030, г. Саратов, ул. Соколовая, д. 108, кв. 2
т./ф: (8452) 28-78-97, 23-62-01, 23-52-31
e-mail: zaslon@renet.ru; zaslon-saratov@mail.ru
www.ooozaslon.ru

ГАЗОВОЕ и ПРОМЫШЛЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Сапа мен бағаның мықты ынтымақтастыры!

Крепкое партнерство цены и качества!

Strong partnership of price and quality!

- Комплексная поставка газового и промышленного оборудования
- Регуляторы давления газа
- Фильтры газовые
- Счетчики газа промышленные, бытовые

- Пункты газорегуляторные шкафные, блочные
- Газогорелочные устройства
- Сигнализаторы загазованности
- Запорная арматура
- Электрохимзащита



ГСГО-МВ



ГСГО-50



АГРС



РДБК



ПГБ



ООО «Заслон»
является официальным дилером заводов

Предприятие является членом
Торгово-промышленной палаты Саратовской области

Горизонтальные факельные установки ООО «ТюменНИИгипрогаз» – решение проблемы нейтрализации промстоков

На объектах газовой промышленности в процессе добычи и переработки газа и конденсата образуются промышленные сточные воды. Подразделяются они в основном на технологические, технические и ливневые.

Наибольшую опасность для окружающей среды представляют технологические сточные воды (промстоки), в состав которых могут входить гликоли, амины, метanol, нефтепродукты, сероводород и различные минеральные соли. Объем таких стоков обычно колеблется от нескольких десятков до сотен кубических метров в сутки. Очистка их весьма затруднена и не имеет однозначных решений.

Наиболее приемлемым и конкурентоспособным способом очистки считается способ термического обезвреживания, которое производится в печах, горелках и установках различной конструкции. За рубежом широкое распространение получили печи термического разложения, как наиболее совершенные. В нашей стране такие печи еще мало распространены в связи с высоким уровнем капитальных затрат на их сооружение.

В России широкое применение получил огневой метод как наиболее универсальный, надежный и недорогой. Суть его заключается в том, что промстоки в распыленном мелкодисперсном состоянии впрыскиваются в факел, образующийся при сжигании газообразного или жидкого топлива. При этом происходит испарение воды, а вредные примеси разлагаются (сгорают) до безвредных составляющих (CO_2 и H_2O).

Метод огневого обезвреживания имеет множество конструктивных решений.

В 2004 году ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработало горизонтальную факельную установку ГФУ-5 с производительностью по промстокам до 6 m^3 в час. Данная установка имеет систему дистанционного разжига и контроля пламени в следующем составе: блок управления факелом, блок подготовки топливного газа, панель управления местная и панель управления из операторной. Горелочное устройство ГФУ-5 оснащено запальной и дежурной

горелками и фотодатчиком контроля пламени. Подвод промстоков и газа для распыления промстоков осуществляется по отдельным трубопроводам, на трубопроводе газа на входе в устройство горелочное установлен огнепреградитель. Устройство имеет две пневматические форсунки, куда подводятся сопла промстоков.

Пневматические форсунки обеспечивают распыление промстоков газом. Форсунка состоит из корпуса, объединяющего подводы газа и промстоков, раstrauba и сопла. В комплекте установки имеется несколько сопел с разными диаметрами отверстий для подачи промстоков. При прохождении газа и промстоков через раstruba форсунки их скорость достигает значений, близких к скорости звука в газе, за счет чего происходит мелкодисперсное раздробление жидкой фазы и обеспечивается эффективная термическая нейтрализация в основном факеле. Под форсунками расположен обтекатель в виде тела Коанда, на который через узкие щели подается часть газа. Газ, огибая обтекатель, насыщается воздухом из окружающего пространства и образует горючую смесь. Сгорая, данная смесь образует дополнительный плоский настильный факел, способствующий более качественной нейтрализации промстоков.

Устройство горелочное устанавливается в земляном амбаре на фундаменте. Рекомендуемый размер амбара – $8 \times 24 \text{ м}$. В северных районах амбар рекомендуется делать насыпным, без земляной ямы, с высотой вала не менее $1,5 \text{ м}$. Перед форсунками должен быть установлен поддон из жаростойкой стали (в комплект поставки не входит), препятствующий попаданию в почву несгоревших веществ. Рекомендуемый размер поддона – $1,5 \times 4 \text{ м}$. Напротив форсунок на расстоянии $12\text{--}18 \text{ м}$ должна быть установлена состоящая из жаропрочных железобетонных плит отбойная стенка размером $3 \times 5 \text{ м}$ или насыпан земляной вал.

Установка работает следующим образом. При подаче команды с пульта управления из операторной или с местной панели управления система автоматики дает сигнал на розжиг запальной горелки.

Одновременно на дежурную горелку от блока распределения топливного газа подается газ, дежурная горелка разжигается от пламени запальной горелки и запальная горелка гаснет. Далее ручным или электроприводным краном в пневматические форсунки горелочного устройства подается газ. После получения устойчивого факела задвижкой с ручным управлением или задвижкой с дистанционным управлением подаются промстоки и происходит процесс нейтрализации. После окончания процесса отключают газ подачи в форсунки и газ на дежурную горелку.

Установки ГФУ-5 выпускаются серийно Экспериментальным заводом ООО «ТюменНИИгипрогаз». Всего выпущено более сотни установок, которые успешно работают на газовых месторождениях.

В настоящее время происходит замена установок ГФУ-5 на ГФУ-5М. Основное отличие модернизированных установок заключается в том, что они оснащены системой управления более высокого уровня на базе промышленного контроллера. Новая система управления может принимать сигналы от комплекта датчиков давления и температуры, расходомеров газа и промстоков. При этом она позволяет полностью отслеживать работу установки и управлять ею с верхнего уровня по интерфейсу RS-485.

Другим существенным отличием является то, что установка ГФУ-5М имеет полузакрытый факел – в отличие от ГФУ-5 с открытым факелом. Наличие оболочки для факела из жаростойкой стали с рециркуляцией части продуктов горения с периферии факела позволяет повысить качество процесса нейтрализации.

Установка выпускается в двух исполнениях: с производительностью по промстокам 6 и 10 m^3 в час.

Установка ГФУ-5М полностью соответствует требованиям стандарта СТО Газпром 2-2.1-389-2009 «Нормы технологического проектирования горизонтально-факельных установок и нейтрализаторов промстоков для объектов добычи газа»

Серийный выпуск установок ГФУ-5М начался в конце 2011 года. ■



Устройства сужающие быстросменные типа УСБМ – новая разработка ООО «ТюменНИИгипрогаз»

ТУ 4318-076-00158758-2007

Сертификат соответствия Госстандарта № РОСС RU ХХ 00075

Разрешение на применение Ростехнадзора № РРС 57-139

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ
на изобретение
№ 2366899

СУЖАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ
РАСХОДА ГАЗА

Патентообладатель(и): Общество с ограниченной
ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" (RU)

Автор(ы): Крылов Георгий Васильевич (RU), Соловьев
Николай Александрович (RU)

Заявка № 2008130633

Приоритет подтвержден 25 июля 2008 г.
Зарегистрировано в Государственном реестре
изобретений Российской Федерации 10 сентября 2009 г.
Срок действия патента истекает: 25 июля 2028 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, изобретениям и промышленным знакам

Б.Л. Соловьев

ПАТЕНТ
на изобретение
№ 84970

СУЖАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ
РАСХОДА ГАЗА

Патентообладатель(и): Общество с ограниченной
ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" (RU)

Автор(ы): Крылов Георгий Васильевич (RU), Соловьев
Николай Александрович (RU)

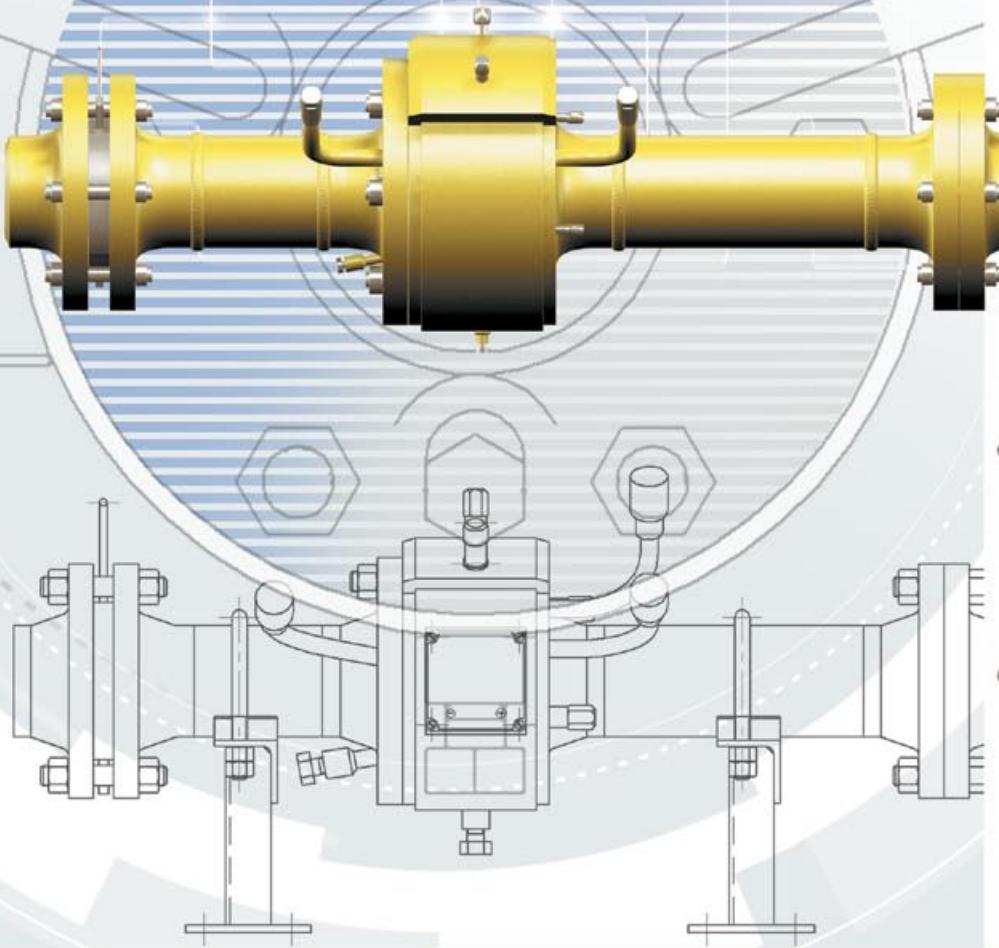
Заявка № 2009110890

Приоритет изобретения: 25 марта 2009 г.
Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений
 Российской Федерации 29 марта 2009 г.
Срок действия патента истекает: 25 марта 2019 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, изобретениям и промышленным знакам

Б.Л. Соловьев

Соответствуют ГОСТу 8.586.(1-5)-2005
«Измерение расхода и количества жидкостей и
газов с помощью стандартных сужающих устройств»
(подтверждено ФГУП ВНИИрасходометрии и ОМЦ «Газметрология»).

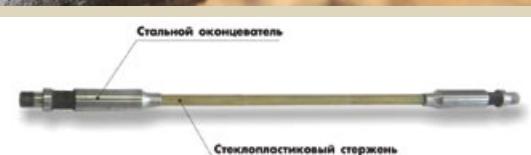


625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2, тел.: (3452) 284-315, 284-062, 284-061

www.tngg.ru

ШТАНГА НАСОСНАЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВАЯ

совместного производства ООО «УК «Промтехкомплект» г. Ижевск и ООО «Бийский завод стеклопластиков» г. Бийск



Согласно статистики отказов установок штангового глубинного насоса (далее УШГН) по узлам, доминируют отказы вызванные обрывом штанг – 18-28%, в 70% обрывов разрушения насосной штанги происходит по телу штанги.

Основные причины разрушения металлической насосной штанги:

- высокие амплитудные нагрузки;
- коррозия тела металлической штанги;

Стальные насосные штанги даже при условии усиленно разрабатываемых высоколегированных сталей не смогут решить всех указанных проблем.

Штанга насосная стеклопластиковая (далее ШНС) совместного производства ООО «УК «Промтехкомплект» г. Ижевск и ООО «Бийский завод стеклопластиков» г. Бийск состоит из стеклопластикового стержня (тело штанги), вклеенного в металлические головки-оконцеватели.

Физические отлияния

стеклопластика от стали такие как:

1. плотность в 4 раза меньше;
 2. модуль упругости в 4 раза меньше;
 3. высокая коррозионная стойкость;
 4. шероховатость меньше в 20 раз;
(в сравнении поверхности тела стальной и стеклопластиковой штанги);
- определяют основные преимущества применения ШНС над металлическими насосными штангами (ШН), такие как:**
1. снижение максимальной нагрузки на головку балансира при ходе вверх;
 2. возможность углубления подвески более 2000 метров, не меняя станок-качалку;
 3. снижение амплитудных нагрузок;
 4. увеличение МРП на коррозионном фонде;
 5. уменьшение энергоемкости наземного оборудования;
 6. уменьшение влияния асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО);

В октябре 2010 года были начаты опытно-промышленные испытания (ОПИ) ШНС на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» НК «Роснефть». Согласно акта о завершении ОПИ от 10 августа 2011 года, испытания признаны успешными, подтверждено:

- работоспособность ШНС;
- отсутствие осложнений при спуск-подъемных операциях (СПО) и текущем ремонте

скважин (ТРС);

- снижение максимальной нагрузки на полированный шток, в среднем на 20%;
- снижение потребления эл. энергии на подъем добываемой продукции в среднем на 8%;
- отказов по причине ШНС не зафиксировано;

В настоящее время оборудованные скважины находятся в эксплуатации. При СПО и ТРС применяется стандартный инструмент и технологии, специализированного инструмента не требуется.

Представители нашего предприятия присутствовали при ремонтном подъеме колонны насосных штанг на одной из скважин оборудованной ШНС. После подъема ГНО и визуального осмотра было выявлено, что обрыв колонны произошел по стальной штанге ШН22. Возможной причиной обрыва послужила сильная коррозия тела стальной штанги. ШНС, эксплуатировавшиеся на данной скважине на момент аварии, более 220 суток совместно со стальными (равный период времени) в компоновке (50/50), остались без видимых изменений. Подтверждено отсутствие АСПО и отсутствие видимого износа составных частей ШНС.

Незначительные габариты металлической части позволяют произвести любой вид термической обработки. По требованию заказчика возможно изготовление из любой высоколегированной марки стали. Представленный образец выполнен из стали марки 40Х и подвергнут закалке с высоким отпуском.

Рабочая температура ШНС до 130°C. Морозостойкость стержней ШНС равна -60°C. Производим ШНС длиной от 0,5 до 15 м и диаметрами стержня 22, 25, 29 мм. Классы прочности ШНС соответствуют классу прочности «Д» по ГОСТ Р 51161-2002. ШНС сертифицированный на соответствие ГОСТ Р 51161-2002.

Внедрение ШНС позволило значительно увеличить межремонтный период, снизить энергозатраты, сократить простой скважин и потери по недобытой нефти, уменьшить влияние АСПО.

Готовы рассмотреть любые предложения по сотрудничеству и внедрению штанг насосных стеклопластиковых.



426034, г.Ижевск, ул. лихвинцева, 70
т/ф. (3412) 78-53-10, 51-04-82, 51-07-86



info@promtk.com
www.promtk.com

ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ЯРЕЙСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯМСОВЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

WELL TESTS OF THE HORIZONTAL WELLS ON YAREYSKAY AREA
OF THE YAMSOVEYSKOYE GAS FIELD

УДК 622.279.5.001.42+622.243.24 (571.12)

О.В. СЫЧЕВА

ООО «ТюменНИИгипрогаз», младший научный сотрудник Сектора анализа разработки месторождений Отдела разработки газовых месторождений

Тюмень
Lelik72@72.ru

К.А. ЕВСТАФЬЕВА

ООО «ТюменНИИгипрогаз», научный сотрудник Лаборатории технологии разработки месторождений углеводородного сырья Отдела разработки газовых месторождений

А.И. МАЛЬЦЕВ

ООО «ТюменНИИгипрогаз», Зав. лабораторией анализа разработки газовых месторождений

М.Н. КИСЕЛЕВ

зам. начальника отдела разработки месторождений
ООО «Газпром добыча Надым»

O.V. SYCHEVA

Ltd «TyumenNIIgiprogaz» junior researcher of the Sector of field development analysis of the Department of gas field development

Tyumen

X.A. EVSTAFIEVA

Ltd «TyumenNIIgiprogaz» Researcher Laboratory Technology Development Division of hydrocarbon deposits development of gas fields

A.I. MALTSEV

Ltd «TyumenNIIgiprogaz» Head. of Laboratory analysis of the development of gas fields

M.N. KISELEV

Assistant of the head of Field Development Ltd «Gazprom dobycha Nadym»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

исследование скважин, кривые притока, кривые восстановления давления, депрессия, дебит, режимы течения в пласте.

KEYWORDS:

well tests, flow curves, curves of pressure recovery, draw-down, flow rate, flow conditions in the reservoir.

Ежегодно проводятся гидродинамические исследования скважин для установления оптимального режима работы скважин и получения информации о пластовых флюидах и гидродинамических свойствах пласта. В 2011 году на скважинах Ярейской площади были проведены промыслово-геофизические исследования горизонтальных скважин с целью определения профиля и состава притока, работающих интервалов, кривых восстановления давления (КВД), определения газодинамических параметров, плотности заполняющего флюида и уровня жидкости в стволе скважин.

Annually, the hydrodynamic well abstract tests are held to determine the optimal operation mode of the wells and obtaining the information concerning the fluids and hydrodynamic properties of the reservoir. In 2011, the geophysical studies of horizontal wells on Yareyskay area were made to determine the profile and composition of the influx of the prodicing intervals, the pressure recovery curves, gas-dynamic parameters, the density of reservoir filling-up fluid and the fluid level in the wellbore.

Ямсовейское месторождение введено в эксплуатацию в 1997 году. Сейчас разработка ведется на двух площадях Ямсовейская и Ярейская. В 2010 году на Ярейской площади введено в эксплуатацию шесть газовых скважин с горизонтальным окончанием (три куста по две скважины).

Ежегодно проводятся гидродинамические исследования скважин для

установления оптимального режима их работы и получения информации о пластовых флюидах и гидродинамических свойствах пласта. В 2011 году на скважинах Ярейской площади были проведены промыслово-геофизические исследования с целью определения профиля и состава притока, работающих интервалов, кривых восстановления давления (КВД), определения газодинамических

параметров, плотности заполняющего флюида и уровня жидкости в стволе скважин.

В таблице 1 приведены фактическая конструкция скважин и технологического оборудования по результатам интерпретации.

По данным термометрии, термоанемометрии отмечены работающие интервалы в скважинах. Сводные результаты приведены в таблице 2. ►

Номер скважины	Глубина башмака НКТ, м	Кровля хвостовика, м	Интервал перевода на скважинный фильтр, м	Интервал перфорации, м
911	1101,5	-	1104,7-1106,7	1137,8-1602,0
912	1171,2	-	1173,5-1175,5	1268,2-1816,0
921	1251,0	1254,8	-	1298,6-1774,0
922	1145,4	1151,0	-	1193,2-1695,0
931	1131,0	-	1141,0-1142,8	1203,2-1726,0
932	1150,8	1152,0	-	1205,0-1652,0

Таб. 1. Ярейская площадь. Фактическая конструкция скважин и технологического оборудования

Анализ работы горизонтальных скважин по КВД**Диагностические кривые для горизонтальных скважин**

При испытании газовых скважин все различные режимы течения могут быть идентифицированы по билогарифмическим графикам – логарифмы перепада давления ΔP и производной давления P' от логарифма времени (рисунок 1). Обычно построение таких графиков производится с одинаковым масштабом значений параметров, как по оси абсцисс, так и по оси ординат.

Единичный наклон начальной части КВД проявляется вследствие влияния емкости ствола скважины (угол наклона – 45°) – кривая 1. Следующий горизонтальный участок на графике производной давления (кривая 2) характеризует раннее радиальное течение. Затем наступает ранний линейный период течения (кривая 3), который характеризуется наклоном на кривой производной давления, равным половине единичного наклона. Поздний период линейного течения (кривая 5) также имеет наклон кривой производной давления, равный половине единичного наклона и также проявляется на графике производной давления. Кривая 4 также отражает радиальный режим фильтрации.

Влияние ствола скважины (ВСС). Если пренебречь притоком вблизи конца ствола скважины, то жидкость по мере удаления вначале должна будет притекать в пласт к горизонтальному стволу скважины по радиальному потоку.

Если закрытие горизонтальной скважины (ГС) не осуществляется непосредственно на забое (т. е. в пласте на поверхности фильтрации), то начальное поведение давления будет искажаться за счет ВСС, и поэтому это начальное поведение забойного давления не будет характеризовать ранний (начальный) приток. Для случая постоянного коэффициента C , учитывающего ВСС, приток жидкости в ствол скважины будет идентифицироваться по диагностическому билогарифмическому графику с уклоном, равным единице (аналогично, как для вертикальной скважины). Коэффициент скважины C рассчитывается на погонную единицу длины (удельного объема на единицу длины ствола скважины). Более реальное значение C можно получить по данным точек прямолинейного графика с единичным уклоном в диагностических билогарифмических координатах. Несмотря на то, что значение C для горизонтальной скважины может быть значительно больше, чем для вертикальной скважины в том же пласте, время обычно бывает не столь большим из-за высокого значения C за счет влияния длины продуктивного ствола ГС.

Следующий режим течения – ранний (начальный) период притока. На диагностическом билогарифмическом графике характеристикой совершенного (или эллиптического) раннего периода притока является постоянство производной давления P' – уклон графика равен нулю. График $[\lg t, P'_c(t)]$ имеет прямолинейный участок с уклоном.

ГС могут также проявлять **полурадиальное течение** (или псевдорадиальное), когда производная давления P' на диагностическом графике остается величиной постоянной. Полурадиальное течение может проявляться под влиянием одной непроницаемой границы-кровли или подошвы пласта. В этом случае происходит изменение (удвоение) уклона прямолинейного графика в полулогарифмических координатах и производная давления P' будет выражаться прямолинейным горизонтальным графиком в диагностических билогарифмических координатах с удвоенным значением уклона раннего периода притока.

Дальнейшее падение давления приводит к проявлению линейного течения притока. Линии тока становятся параллельными непроницаемым кровле и подошве пласта и перпендикулярными к направлению ствола скважины. Как ранее было показано, признаком линейного течения притока является уклон, равный 0,5 для прямолинейных графиков.

Если ширина области дренажа в горизонтальном плане станет больше, чем L_c , скважина войдет в период псевдорадиального течения притока. На большом расстоянии от скважины линии течения (траектории) будут горизонтальными и направлены к стволу скважины. Эта ситуация похожа на поздний период поведения ВСС с вертикальной трещиной. График билогарифмической производной давления P' на диагностическом билогарифмическом графике снова представится горизонтальной линией (сама производная будет постоянной). [1] ►

Номер скважины	Интервалы, работающие газом, м						Неработающие интервалы, м
	Интенсивно	Умеренно	Относительно слабо	Слабо	Крайне слабо		
911	111	24	172	78	48		
912	121	118	54	95	16	146	
921	22	75	25	341		13	
922	36	11	52	399		15	
931	17	59	127	39	89	183	
932	34	69		344			

Таб. 2. Ярейская площадь. Сводная характеристика интервалов в скважинах

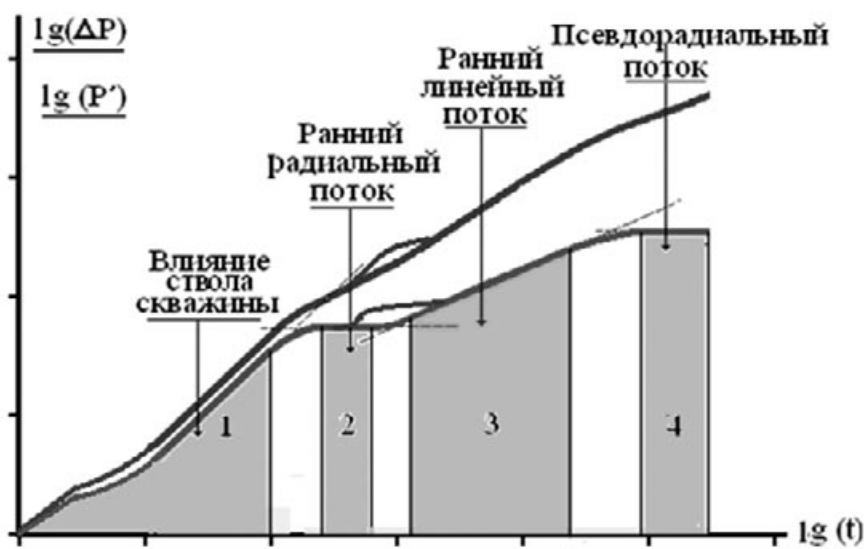


Рис. 1 Диагностический график для определения режимов течения на отдельных этапах замеров

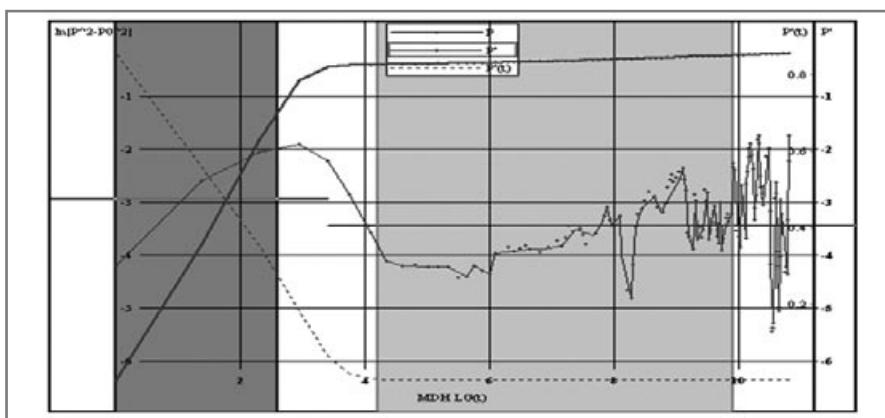


Рис. 2 Обработка данных КВД скважины 921 в координатах log-log
 - Скважина 921, субгоризонтальная. - Интервал исследований: 8-1774,0 м.
 - Дата исследований: 30.09-02.10.2011 г.
 Однородный пласт. Пластовое давление, рассчитанное на стабильном участке данных КВД для глубины 1315 м, составляет 88.710 ата.

Параметр:	Значение:	Ед. изм.:
Рассчитанное пластовое давление	8.768	МПа
Гидропроводность	398053	Дсм/ сПз
Пьезопроводность	2188	см ² /с
Приведенный радиус скважины	0.471	м
Интегральный скин-фактор	-0.84	
Проницаемость в горизонтальной плоскости	0.239	д
Ближняя верт. граница паралл. оси	29.2	м
Дальняя верт. граница паралл. оси	451.2	м
Условная фактическая продуктивность по газу	1265	тыс н м ³ /сут ата
Условная потенциальная продуктивность по газу	2246	тыс н м ³ /сут ата
Коэффициент несовершенства вскрытия	1.42	
Потери давления за счет скин-фактора	-0.1	ата

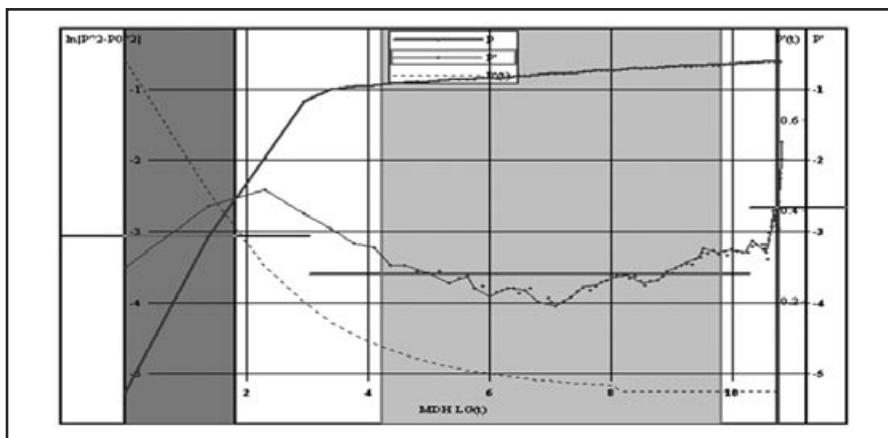


Рис. 3 Обработка данных КВД скважины 922 в координатах log-log
 - Скважина 922, субгоризонтальная. - Интервал исследований: 0-1695,0 м.
 - Дата исследований: 09-11.10.2011 г.
 Однородный пласт. Пластовое давление, рассчитанное на стабильном участке данных КВД для глубины 1315 м, составляет 88,807 ата.

Параметр:	Значение:	Ед. изм.:
Рассчитанное пластовое давление	8.7777	МПа
Гидропроводность	561708	Дсм/ сПз
Пьезопроводность	3427	см ² /с
Приведенный радиус скважины	0.693	м
Интегральный скин-фактор	-1.89	
Проницаемость в горизонтальной плоскости	0.314	д
Ближняя верт. граница паралл. оси	13.9	м
Дальняя верт. граница паралл. оси	504.2	м
Условная фактическая продуктивность по газу	2017	тыс н м ³ /сут ата
Условная потенциальная продуктивность по газу	3196	тыс н м ³ /сут ата
Коэффициент несовершенства вскрытия	1.43	
Потери давления за счет скин-фактора	-0.1	ата

При выполнении испытаний фактически все рассмотренные режимы совместно проявляются крайне редко.

Диаграммы давления, полученные при обработке данных, представленных организацией ПФ «Севергазгеофизика», КВД будут иметь более сложный вид, так как на них откладывает отпечаток продолжающиеся процессы фильтрации, связанные с предшествующими режимами течений во время притока и влияние соседних скважин.

Например, при контроле за линейным потоком во время закрытия скважины не всегда продолжающееся течение от пуска скважины также еще происходит при линейном режиме. Лучше всего фиксировать КВД после длительной отработки скважины.

При исследовании горизонтальных скважин чаще всего применяются методы с кратковременной отработкой скважины перед остановкой для записи КВД.

По результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин (промышленно-геофизических исследований), выполненной ОАО «Газпром», ООО «Георесурс», ПФ «Севергазгеофизика», профили притока, наблюдаемые по КВД, свидетельствуют о том, что в скважинах на Ярейской площади есть участки, когда скважина работает, как вертикальная с плоскорадиальным течением. То есть этот участок с высокой активностью поступления флюидов, характерный для радиального режима течения.

Приведем пример результатов обработки двух скважин (рис. 2, рис. 3).

Анализ работы горизонтальных скважин, прошедших по куполу, и форм КВД, записанных в них, свидетельствуют о том, что скважины 912, 921, 931 работают в условиях слоистой неоднородности (на профилях притока показано наличие глинистых пропластков), а КВД имеет ступенчатый вид, каждая из которой характеризует радиальное течение. Активно работает только часть ствола (как вертикальная скважина), сток идет в одну точку с плоскопараллельным течением. Скважины 911, 922, 932 работают с более равномерным притоком по стволу, об этом свидетельствует наклон, записанных КВД на графике производных, также в характеристики работающих интервалов отражена меньшая неоднородность пропластков. Некоторые отклонения, отраженные на КВД, связаны с влиянием соседних скважин.

В целом, можно сделать вывод, что скважины работают интенсивно, это характеризуют замеры высоких фильтрационно-емкостных свойств и расчет высоких проницаемостей пласта. ■

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Шагиев Р. Г. Исследования скважин по КВД. М.: Наука, 1998. 304 с.
- Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 369 с.
- Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1973. 246 с.
- Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. 269 с.



ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:

Выставочные Компании «Новое Тысячелетие»
403811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 18
+7 (8552) 38-17-23, 38-51-26, 38-49-47 e-mail: new-t@mail.ru

www.nt-expo.ru

ТАТАРСТАН, г.Нижнекамск

IX международная специализированная выставка

Нефтехимия. Нефтепереработка.
Энергетика. Экология. Сож.

25 - 27 апреля 2012

Конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»
Проводит Министерство энергетики РТ

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРЕЗИДЕНТ
Республики Татарстан



Министерство энергетики
Республики Татарстан



TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭкспоФэшн
НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru
отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



НЕГУС ЭКСПО
САЛОН ОБРАЗОВАНИЯ



ФОРУМ
НЕФТЕГАЗ

EXPO
论坛



M&T Consulting Hd.

elec.ru

НЕФТЬ ГАЗ

НефтьРынок

ФОРУМ
НЕФТЕГАЗ

Буровое
оборудование

СПРАЙС

Интер-Форум
Русский Кабель

CELEC .RU

ММР
МЕДИА ПРОДАКШЕН

ТехНадзор

ООО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

ООО «Центр ИТ» – специализированное предприятие, основным направлением деятельности которого является разработка, изготовление и внедрение в производство технических средств и технологий, направленных на предотвращение АСПО и борьбы с сероводородной коррозией для обеспечения бесперебойного процесса нефтедобычи.

Компания располагает достаточными производственными и материальными ресурсами, квалифицированным инженерно-техническим персоналом, обладающим значительным практическим опытом, что позволяет в кратчайшее время решать технологические задачи любой сложности. Предприятие образовано после реструктуризации Отдела техники и технологии добычи нефти института «ПермНИПИнефть» в соответствии с концепцией развития научно-технического комплекса ОАО «ЛУКОЙЛ» в области технологии добычи нефти и газа.



ООО «Центр ИТ»
614016, Пермь
ул. Г. Успенского, 16 оф. 1;
ул. Промышленная, 84;
+7 (342) 220-21-47

+7-912-88-98-331
Директор Вдовин Эдуард Юрьевич

+7-919-44-62-651
Главный инженер Локшин Лев Иосифович

cit@centrit.net
center.perm@mail.ru
www.centrit.net



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ от компании Scintrex

ГРАВИМЕТРИЧЕСКАЯ КАРОТАЖНАЯ СИСТЕМА GRAVILOG



Сравнительные размеры зонда и датчика



Гравиметрические измерения в скважине

обеспечивают два основных типа информации:

- данные объемной плотности вскрываемых скважиной пород

- данные о распределении плотностей геологических

формаций, как в непосредственной близости

к стволу скважины, так и на удалении от него

Технические характеристики

ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ < 5мкГал (интервал 1мин)

РАБОЧИЙ ДИАПАЗОН 7000мГал

ДЛИНА ЗОНДА 2,5м, или 2,5-4м, в зависимости от конфигурации

ДИАМЕТР ЗОНДА < 48мм

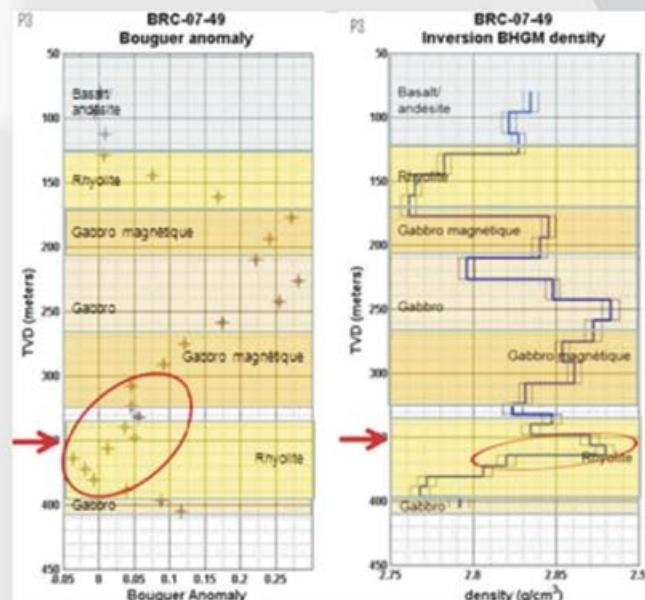
РАБОЧАЯ ГЛУБИНА макс. 3000м (заполненная водой скважина)

ДИАМЕТР СКВАЖИНЫ Бурильные штанги NQ (57,2мм)

ОТКЛОНЕНИЕ ОТ ВЕРТИКАЛИ < 60 градусов

РАБОЧАЯ ТЕМПЕРАТУРА От 0°Cдо +70°C
(внутрискважинная секция)

ПОЗИЦИОНИРОВАНИЕ В СКВАЖИНЕ +/- 5мм (по вертикали),
относительная, между точками измерения



Результаты каротажа датчиком BRC-07-49:
гравитационное поле и объемная плотность



GRAVILOG от



НОВЫЙ,

УНИКАЛЬНЫЙ,

ДОСТУПНЫЙ В РОССИИ

И ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ



www.agtsys.ru

г. Москва, ул.Смольная, 24, офис 1420
тел/факс: 8(495)232-07-86
E-mail: sales@agtsys.ru



СОПОСТАВЛЕНИЕ МЕТОДА «TIME REVERSE MODELING» И МЕТОДА ДИФРАКЦИОННОГО СУММИРОВАНИЯ В ЗАДАЧЕ ПРОСТРАНСТВЕННО-ВРЕМЕННОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО СОБЫТИЯ

THE COMPARISON OF TIME REVERSE MODELING AND DIFFRACTION STACKING FOR THE TIME-SPATIAL LOCALIZATION OF MICROSEISMIC EVENTS

Е.В. МОКШИН
Е.В. БИРЯЛЬЦЕВ
Д.В. БЕРЕЖНОЙ

E.V. MOKSHIN
E.V. BIRIALTSEV
D.V. BEREZHNOJ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

KEYWORDS:

Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, магистр к.т.н., ЗАО «Градиент», заместитель генерального директора по науке к.ф.-м.н., Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, доцент

master, Kazan (Volga) Region Federal University, student PhD, Gradient JSC, deputy general director on science and innovative technologies

PhD, Kazan (Volga) Region Federal University, associate professor

восстановление местоположения микросейсмического источника, сопоставление методов, метод реверсирования по времени, метод дифракционного суммирования и метод корреляционного суммирования
recovery locations of microseismic source, comparison of methods, Time Reverse Modeling, Diffraction stacking, Stacking correlation

Казань
zhen-moks@yandex.ru

Kazan

Рассматриваются вопросы восстановления местоположения источника в вязко-упругой среде по результатам сейсмологических наблюдений на поверхности. Исследуется применение трех технологий: метода реверсирования по времени, метода дифракционного суммирования и метода корреляционного суммирования. Расчет проводится на основе МКЭ.

This article is referred to the problem of source localization in visco-elastic medium using the results of surface seismological observation. There were investigated three technologies: Time Reverse Modeling, Diffraction stacking and Stacking correlation. The calculation is based on FEM.

Введение

В последнее время все большую актуальность приобретают задачи определения пространственного положения и момента возникновения микросейсмических событий в геологической среде. Задачи такого типа возникают при определении зон повышенной трещиноватости в пласте-коллекторе, продвижения фронта вытеснения при мониторинге разработки, контроле дизайна трещины гидроразрыва пласта и ряда других геологических и технологических мероприятий в нефтяной и газовой промышленности. Данная задача является одной из обратных задач сейсмологии [1, с. 605]. Известно несколько подходов к ее решению.

Существует хорошо известный метод дифракционного суммирования, основанный на вычислении временных задержек у принимаемых сигналов от анализируемых точек геосреды до приемников сейсмических сигналов. Принятые в точках приема сигналы далее суммируются с учетом вычисленных задержек [2, с. 1287], [3].

Известен метод корреляционного суммирования, являющийся вариацией первого [4, с. 43]. Отличие заключается в предварительной деконволюции принятых сигналов с модельным импульсом, дошедшими до точки приема из некоторой точки геосреды. Метод отличается большими требованиями к вычислительным ресурсам, так как требует моделирования вида импульса, дошедшего от большого количества анализируемых точек геосреды до приемников.

Существует также метод решения задачи обнаружения источника процессом обращения сигналов по времени [5, с. 67]. Данный метод отличается исключительно большими требованиями к вычислительным ресурсам, так как требует численного решения задачи распространения упругих волн на протяжении всего времени наблюдения [6, с. 276], [7, с. 11].

Поскольку все перечисленные методы способны восстановить время и место возникновения сейсмического импульса, но предъявляют различные требования к вычислительной мощности, представляет интерес сопоставить точность данных методов в некоторых реальных геологических условиях. В данной статье рассматривается применение трех технологий для решения обратной задачи локализации времени и местоположения сейсмического события. Цель исследования – сопоставить технологии по критерию точности пространственной - временной локализации источника.

Методика сопоставления

В качестве модели среды была принята вязко - упругая модель Фойгта, у которой зависимость между напряжениями и деформациями имеют вид

$$\{\sigma\} = [D] \left(\{\varepsilon\} + \alpha \left\{ \frac{d\varepsilon}{dt} \right\} \right) \quad (1)$$

где $[D]$ – матрица упругих постоянных, α – коэффициент демпфирования.

Для модельных расчетов была

использована скоростная модель, характерная северной части Бузулукской впадины (Рис. 1). На разработанном программном комплексе [8] было произведено численное моделирование процесса обнаружения точечного источника. Расчет проводился методом конечных элементов по явной схеме интегрирования матричных уравнений движения с шагом по времени 0,0005 сек. Размер конечных элементов 20 × 20 м. Модельное время составило 6 секунд.

В прямой задаче в качестве источника возмущения внутри модели прикладывалась сила в течение одного шага моделирования. На верхней границе расчетной области были расположены приемники в количестве 19 штук. Записывались скорости вертикальных и горизонтальных перемещений. Затем решалась обратная задача, обнаружения местоположения источника.

При исследовании технологии «Time Reverse Modeling» сигналы, полученные из прямого моделирования, инвертировались по времени и использовались в качестве источников возбуждения в месте расположения соответствующих приемников. К концу времени моделирования волны сфокусировались в месте расположения первоначального источника.

При рассмотрении метода дифракционного суммирования в обратной задаче был промоделирован ряд случаев с различным расположением точечного удара. Во всех случаях у регистрируемых сигналов вычислялись временные задержки. ►

Затем сигналы, полученные в прямой задаче, сдвигались на эти задержки и складывались друг с другом. Таким образом, была получена картина суммированных сигналов для каждого случая модельного расположения сигнала. За местоположение источника бралась модельная точка, суммированный сигнал в которой содержал глобальный максимум.

При использовании методики корреляционного суммирования в обратной задаче проводился расчет модельных случаев, так же как и в предыдущем примере. Далее модельные сигналы коррелировались с сигналами из прямой задачи и суммировались:

$$K = \frac{\sum r_{AB}(t)}{Np} \quad (2)$$

$$r_{AB}(t) = \frac{\text{cov}_{AB}}{\sigma_A \sigma_B} = \frac{\sum_n (A_n - \bar{A}_n)(B_{n+t} - \bar{B}_{n+t})}{\sqrt{\sum_n (A_n - \bar{A}_n)^2} \sqrt{\sum_n (B_{n+t} - \bar{B}_{n+t})^2}} \quad (3)$$

где A – сигнал из прямой задачи, B – модельный сигнал, Np – количество приемников.

В результате были получены суммированные взаимно-корреляционные функции для каждого модельного случая. Местоположение первоначального события определялось также как и в методе дифракционного суммирования, по максимальной амплитуде взаимно-корреляционной функции в соответствующей точке.

Результаты сопоставления

Анализировались восстановленные сигналы на точке, в которой производился импульс. В качестве метрики временной локализации события принята полуширина пика на уровне мощности 0,5 от максимума, что соответствует амплитуде на уровне 0,707.

На Рис. 2 приведена временная локализация события для каждого метода. Видно, что у технологии реверсирования по времени значение полуширины амплитуды минимально.

Исследуемые методики также сопоставлены по пространственной локализации искомого объекта. Сравнивались сигналы по горизонтальному и вертикальному профилю. Использовался тот же критерий скорости спада амплитуды восстановленного сигнала по уровню 0,707 от максимальной амплитуды. У метода дифракционного суммирования амплитуда спадает к 70% на 210 м от источника по горизонтали, У метода корреляционного суммирования к 170 м и у технологии реверсирования – к 120 м. (Рис. 3)

По вертикальному профилю у технологии реверсирования сигнала по времени полуширина составляет 270 метров, у корреляционного суммирования порядка 400 и у дифракционного суммирования – более 500 метров. (Рис. 4).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выявлено, что все

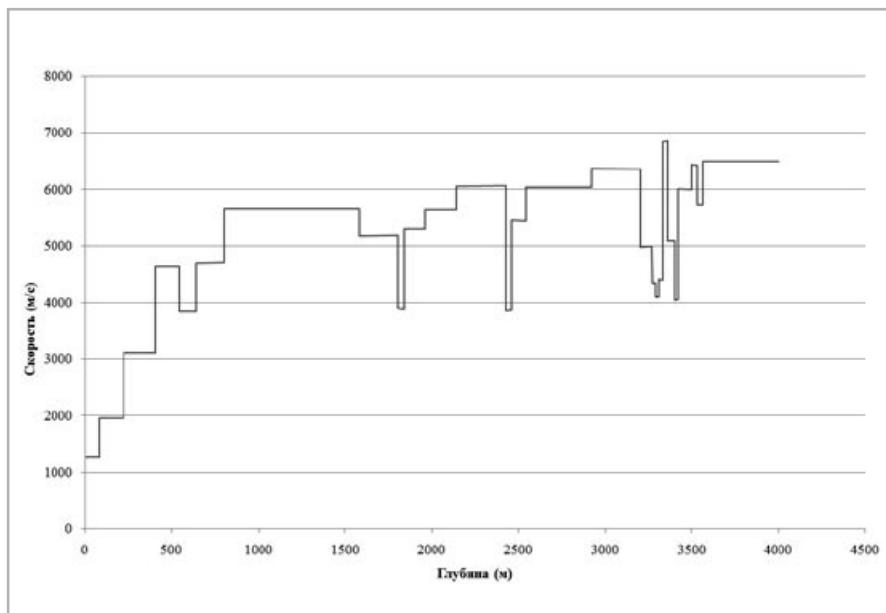


Рис. 1. Скоростная модель, характерная для северной части Бузулукской впадины

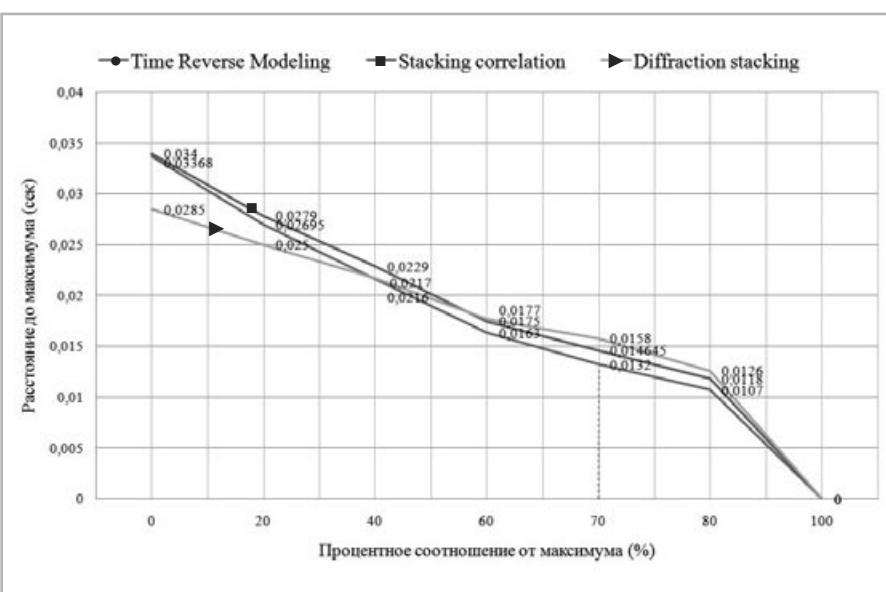


Рис. 2. Временная локализация

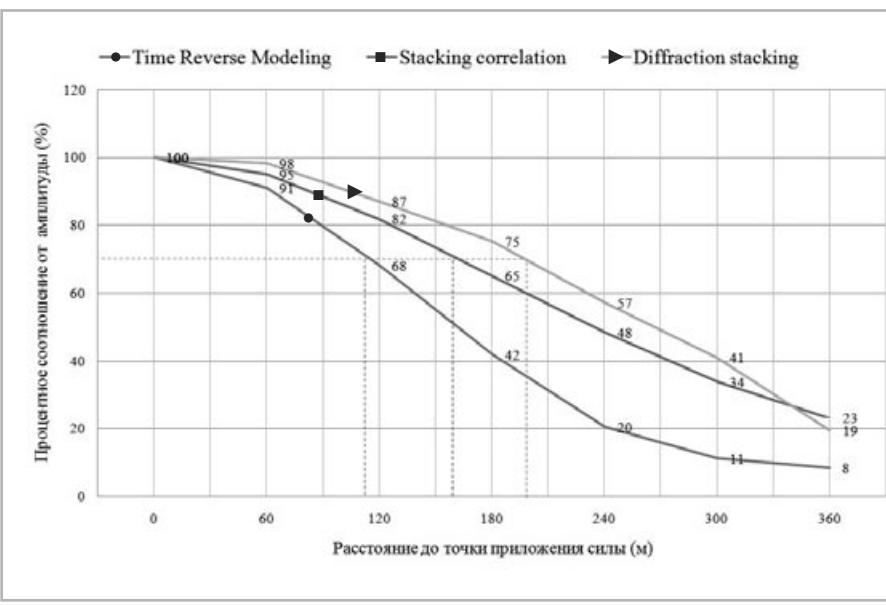


Рис. 3. Горизонтальная пространственная локализация

технологии в вязко-упругой среде с затуханием принципиально работоспособны. Технология «Time Reverse Modeling» по сравнению с другими методами показала наивысшую точность во всех рассмотренных случаях. На втором месте идет по точности метод корреляционного суммирования, технология дифракционного суммирования показала наихудшую точность в пространственной – временной локализации сейсмического события.

Поскольку для расчетов в качестве модели среды была взята достаточно

типичная скоростная модель, то можно предположить, что выявленные точностные характеристики методов будут аналогичными и в других средах. Однако для достоверности данного вывода требуется проведение экспериментов с различными скоростными моделями.

Представляет также интерес выявление чувствительности методов к поверхностным шумам, к неточности знания геологической среды и к пределам разрешения нескольких источников во времени. ■

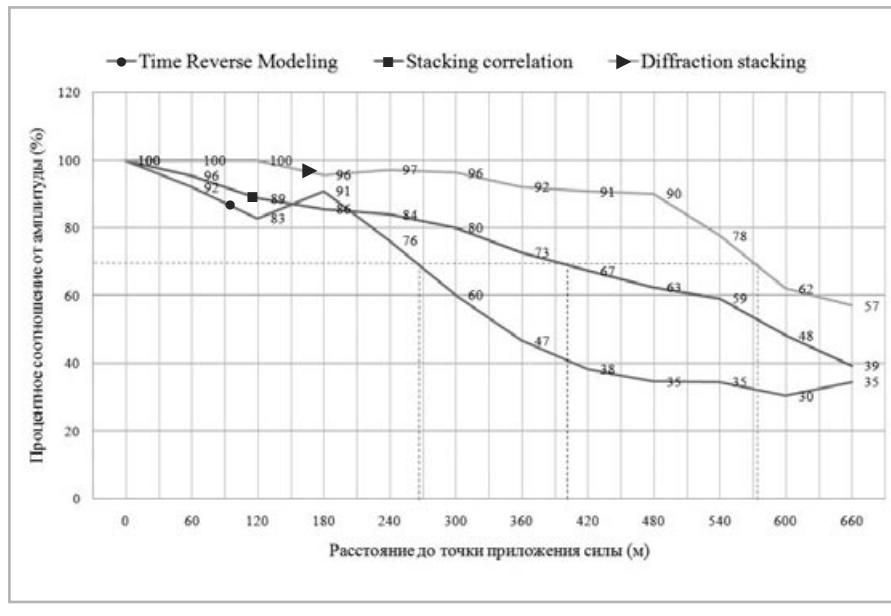


Рис. 4. Вертикальная пространственная локализация

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Аки К. Количественная сейсмология. Т. 1. 2. [Текст] / Аки К., Ричардс П. / Москва: Мир, 1983.
- Gajewski D., Source localization by diffraction stacking [Text] / Gajewski D., Vanelle C., Anikiev D., Kashtan B., Tessmer E., Tisljar M. / SEG Expanded Abstracts 26, 2007.
- Anikiev D. Localization of low-frequency microtremors by a modified diffraction stack [Text] / Anikiev D., Gajewski D., Kashtan B., Tessmer E., Vanelle C. / 71st EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, 2009.
- Guochang L. Stacking seismic data using local correlation [Text] / Guochang L., Sergey F., Long J., Xiaohong C. / Geophysics, 2009.
- Fink M. Time-reversed acoustics [Text] / Scientific American, 1999.
- Gajewski D., Reverse modelling for seismic event characterization [Text] / Gajewski D., Tessmer E. / Geophys, 2005.
- Steiner B. Time reverse modeling of low-frequency tremor signals [Text]. Synopsis a dissertation submitted to the degree of doctor of natural sciences. Zurich, 2009.
- Галимов М.Р. Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах [Текст] / Галимов М.Р., Биряльцев Е.В. / Вычислительные методы и программирование Т 11, 77, 2010.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

г. Геленджик, с. Кабардинка
21-26 мая 2012 г.

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



- ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:**
- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
 - повышение нефтеотдачи пластов;
 - интенсификация добычи нефти и газа;
 - гидроразрыв пласта;
 - затыкание скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
 - вторичное вскрытие;
 - крепление призабойных зон слабосцепментированных коллекторов;

- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промышленных исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

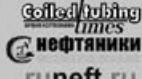
г. Анапа
24-29 сентября 2012 г.

Строительство и ремонт скважин - 2012



- ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:**
- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
 - проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
 - геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
 - управление траекторией ствола скважин, геонавигация;
 - строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
 - буровые установки и установки КРС;
 - долота и скважинный инструмент;
 - системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
 - цементирование скважин: технологии оборудования и материалы;
 - освоение скважин и вызов притока;
 - предупреждение и ликвидация осложнений;
 - ремонтно-изоляционные работы;
 - трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
 - автоматизированные системы управления;
 - энергоэффективные технологии;
 - организация сервиса;
 - снижение степени рисков и промышленная безопасность.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



Организаторы: НИПО НИПО

Организаторы: НИПО

КОМПЛЕКС ИНЖЕНЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПОИСКА И ТРАССИРОВАНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

COMPLEX ENGINEERING AND GEOPHYSICAL METHODS FOR TECTONIC DISTURBANCE SEARCH AND TRACKING

УДК 550.8.028

М.Л. ТИТАРЕНКО
Е.О. САЛИКОВА

ведущий геофизик, ЗАО «НИПИ «ИнжГео»
геофизик, ЗАО «НИПИ «ИнжГео»
магистрант кафедры геофизики КубГУ

Краснодар
Salikova.EO@ingeo.ru
kate salikova@mail.ru

M.L. TITARENKO
E.O. SALIKOVA

principal geophysicist, CJSC «SRIDS «INL GEO»
geophysicist, CJSC «SRIDS «INL GEO», undergraduate chair
of geophysics Kuban State University

| Krasnodar

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

сейсморазведка, электроразведка, зоны тектонических нарушений, геоэлектрический разрез, скоростной разрез

KEYWORDS:

seismic survey, electrical survey, areas of tectonic disturbances, geoelectric section, velocity profile

Целью геофизических работ являлось определение на местности зон тектонических нарушений, предварительно установленных по материалам дешифрирования аэро- и космоснимков, геоморфологических исследований. Уточнение строения разреза на участках предполагаемых тектонических нарушений осуществлялось по скоростям распространения упругих волн, а также по параметру кажущегося сопротивления. В результате комплексных геофизических исследований, включающих электроразведку и сейсморазведку, установлены геофизические параметры геологического разреза, позволившие выполнить адекватную геофизическую интерпретацию материалов полевых исследований и результатов их обработки.

The purpose for geophysical activities was determining areas of tectonic disturbances initially defined by interpreting aero and space photos and geomorphologic surveys. Adjustment of section structure at anticipated tectonic disturbance areas was carried out by elastic wave propagation velocities as well as by apparent resistance parameter. Geological section geophysical parameters allowing to perform proper geophysical interpretation of field investigations and processing results thereof were resulted from integral geophysical surveys, covering electrical exploration and seismic survey.

Введение

В настоящее время наиболее остро стоит вопрос о необходимости учета сейсмической опасности при строительстве газо- и нефтепроводов, АЭС, тоннелей и других ответственных сооружений. Опасность заключается в геологических процессах, происходящих в зонах глубинных, региональных и локальных разломов, связанных с сейсмодислокациями, которые могут стать местами вероятного возникновения сильных землетрясений.

Проблема обнаружения зон тектонических разломов решается комплексированием геофизических методов. Комплексирование предполагает применение классических методов сейсморазведки и электроразведки. Эти методы позволяют наилучшим образом выделить зоны ослабленных трещиноватых коренных пород, которые рассматриваются как потенциальные тектонические нарушения.

Покажем это на примере газопровода «Южный поток»

Участки пересечений трассой проектируемого газопровода тектонических нарушений отрабатывались комплексом электроразведочных и сейсморазведочных

методов

Целью геофизических работ являлось определение на местности зон тектонических нарушений, предварительно установленных по материалам дешифрирования аэро- и космоснимков, геоморфологических исследований – (рис.1). Уточнение строения разреза на участках предполагаемых тектонических нарушений осуществлялось по скоростям распространения упругих волн, а также по параметру кажущегося сопротивления.

На рис.1 желтыми линиями показаны границы тектонических зон: З-К – западно-Кубанский прогиб; К-Т – Керченско-Таманский поперечный прогиб; Ап – Анапская флексурно-разрывная зона; Аз – Азовская антиклинальная зона; П – Псебепская антиклинальная зона; Т – Тхабская синклиниорная зона; С – Семигорская антиклинальная зона; Ап-Аг – Анапско-Агайская синклиниорная зона. Геофизические наблюдения проводились по системе параллельных профилей различной протяженности (длина профилей зависит от предполагаемой ширины тектонической зоны и условий проведения работ), направленных вкрест предполагаемой зоны нарушений.

При решении поставленных задач при-

менялись электроразведочный метод ВЭЗ и сейсморазведка КМПВ. Глубинность исследований составляла 20-30 м.

Электроразведка методом вертикальных электрических зондирований (ВЭЗ) отрабатывалась симметричной установкой Шлюмберже с разносами АВ/2 до 140 м. Расстояние между точками зондирований 10 м. ВЭЗ выполнены в качественном варианте для оценки трещиноватости грунтов, выявления и картирования зон пониженных сопротивлений в пределах участков исследований. Для полевых работ использовалась электроразведочная аппаратура «ЭРП-1». Обработка результатов измерений проводилась в специализированной компьютерной программе «IP2Win».

По результатам предварительной обработки данных электроразведки, на отдельных участках профилей намечались сейсморазведочные профили. Сейсморазведка выполнялась методом преломленных волн по корреляционно увязанной системе встречных и нагоняющих гидографов (КМПВ) с раздельной регистрацией сейсмограмм по схемам ZZ и YY . Работы КМПВ по системе профильных зондирований на продолжении ►



Рис.1. Тектоническая схема горного отрезка газопровода.
Составлена на основе геологической карты масштаба 1:200 000
[Сереженко, Кузбов, 1971]

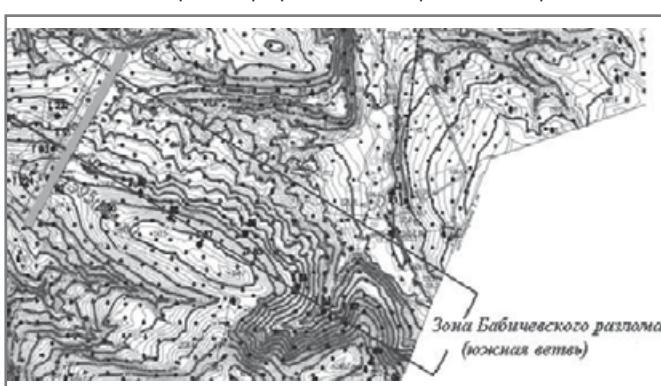


Рис.2. Фрагмент геологической карты по трассе газопровода «Южный поток»

и поперечных волнах выполнены с целью расчленения вертикального разреза по скоростям продольных и поперечных волн, определения зон трещиноватости пород, выделения участков пониженных скоростей. В качестве регистрирующей аппаратуры использовалась 24-канальная цифровая сейсмостанция «Лакколит-24 XM2». Основная обработка проводилась в программном пакете «RadExPro+».

На примере Бабичевского разлома – (рис.2) – наглядно продемонстрируем результаты геолого-геофизического взаимодействия.

Сейсмические профили по возможности располагались вдоль линии трассы, либо на разветвлении предполагаемых тектонических нарушений. Сейсморазведочные и электроразведочные профили и пересекают Бабичевский разлом вкrest простирания.

На рис.2 представлена геологическая карта с вынесенной зоной разлома и геофизическими профилями сейсмо- и электроразведки.

Рис.3 иллюстрирует результаты интерпретации материалов геофизических исследований – геоэлектрический и скоростной разрезы, на которых четко выделена зона разлома.

В зоне разлома наблюдается разрыв границ с разными скоростными характеристиками. Преломляющие границы прослеживаются фрагментарно. Верхняя часть разреза сложена суглинистыми низкоскоростными ($V_s = 290-270$) грунтами.

Кровля нижнего горизонта выявлена неоднозначно: в интервале ПК0-ПК100 и ПК440-ПК552 границы продольных и поперечных волн сходятся и имеют следующие характеристики $V_p = 989-2180$ м/с $V_s = 597-845$ м/с, в интервале ПК100-ПК440 граница продольных волн опускается. Возникает случай, когда граница поперечных волн поднимается, совпадая с вышележащей границей продольных волн. В этом же пикетаже на геоэлектрическом разрезе падает сопротивление до 5 Ом. Зона разлома четко обрисовывается,

не выходя за пределы профиля (рис.3).

Геоэлектрический профиль пересекает исследуемую зону тектонического нарушения. В результате на геоэлектрическом разрезе четко выявляется активная зона разлома (рк = 5÷6 Ом), за пределами которой сопротивление возрастает до 27 Ом.

Таким образом, при выделении зон ослабленных, трещиноватых коренных пород, которые в ряде случаев рассматриваются нами как потенциальные тектонические нарушения, на начальном этапе использовались главным образом данные электроразведки ВЭЗ, обеспечивающие, согласно примененной технологии работ, глубинность исследований 25-40 м и достаточно высокую производительность и детальность. Зоны ослабленных, нарушенных коренных пород фиксируются по данным КМПВ снижением скоростей поперечных волн в нижней преломляющей границе, если она соответствует кровле слабо выветрелых коренных пород.

Выводы

По данным электроразведки и сейсморазведки зоны тектонических нарушений фиксируются по следующим признакам:

1. Зоны снижения скоростей.
2. Разрыв и «разглёт» сейсмических границ.
3. Наличие вертикальных и субвертикальных зон снижения удельных сопротивлений, прослеживаемых в слабовыетрельных коренных породах. Наличие таких зон связано с фильтрацией грунтовых и стоковых вод вглубь массива по ослабленным трещиноватым породам. Кроме того, низкогенные зоны могут быть связаны с наличием глинистого материала в хорошо проявленных зонах дробления.
4. Ярко выраженный уступообразный характер кровли коренных пород.
5. Резкое увеличение мощности элювия над зонами ослабленных пород.
6. Изменение условий залегания коренных пород.
7. Резкое погружение кровли коренных пород.

В результате геофизических исследований, выполненных комплексом электроразведки и сейсморазведки, установлены геофизические параметры геологического разреза, позволившие выполнить адекватную геофизическую интерпретацию материалов полевых исследований и результатов их обработки.

Геофизическая интерпретация материалов полевых исследований показала хорошую сходимость результатов, полученных с помощью разных по природе геофизических методов – электроразведочных и сейсморазведочных. Это позволяет сделать вывод о достоверности выполненных исследований.

По геофизическим данным были проведены геологические исследования изучаемой территории – рис.4, которые полностью подтвердили представленные выше выводы. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Ананьев И. В. Сейсмичность Северного Кавказа. М.: Наука, 1977. 149 с.
2. Бархатов И.И., Несмеянов С.А., Шмидт Г.А. Геолого-геофизические материалы для выделения сейсмогенерирующих структур Северо-Западного Кавказа и смежных областей. // Материалы по сейсмическому районированию Северо-Западного Кавказа. М.: Наука, 1991, с. 44-80.
3. Несмеянов С.А., Шмидт Г.А., Щеглов А.П. Морфоструктурное положение сейсмодислокаций южного склона Западного Кавказа // Геоморфология. 1987, № 3. с. 74-78.
4. Сереженко В.А., Кузубов П.П. Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Кавказская, лист L-37-XXVI/XXXII, Новороссийск. Ред. М. В. Муратов. М.: Недра, 1971.
5. Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям на объекте: «Расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток». Сейсмотектонические исследования и оценка сейсмической опасности км 410- км 777. Краснодар: ЗАО НИПИ «ИнжГео», 20011.

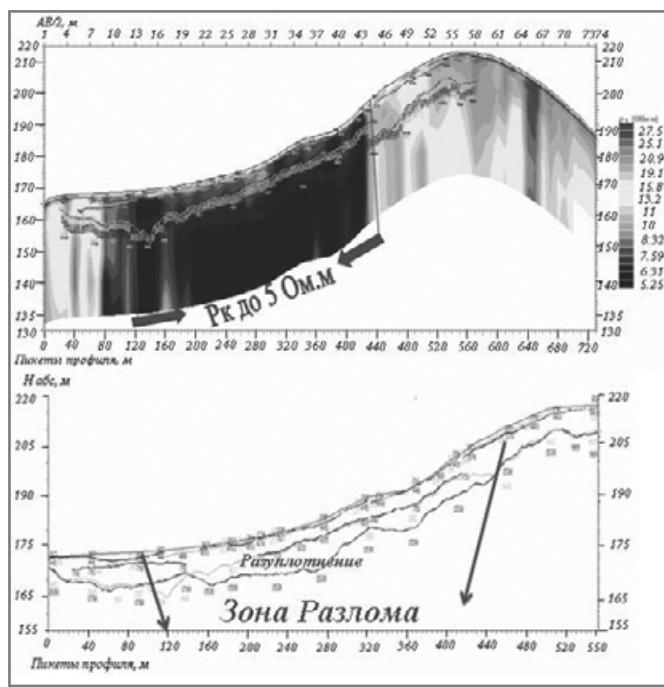


Рис.3. Геоэлектрический и скоростной разрезы

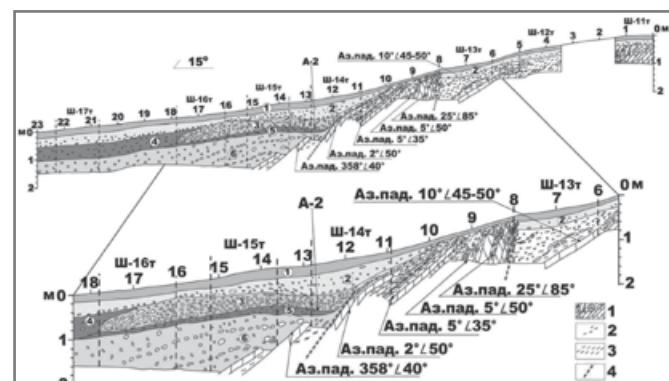


Рис. 4. Зарисовка восточных стенок канавы 2т и шурfov в зоне Бабичевского разлома (южная ветвь).

Условные обозначения: 1 – зеленовато-серые алевритистые мергели; 2 – темно-зеленые плотные, тяжелые, пластичные глины; 3 – зеленовато-серые пылеватые суглинки; 4 – тектонические смещители.

Цифры в кружках: 1 – гумусовый горизонт оврменной почвы; 2 – светло-серые пылеватые суглинки с дресвой и щебнем; 3 – грубообломочные образования (глыбы, щебень, дресва мергелей) с зеленовато-серым суглинистым заполнителем; 4 – переотложенные темно-зеленые глины с фрагментами зеленовато-серых суглинков и палеопочвы; 5 – палеопочва; 6 – темно-зеленые тяжелые, пластичные глины с фрагментами мергелей (горизонт склонового течения).

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ЮРСКИХ И ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

GEOLOGIC REASONS OF OIL AND GAS CONTENT IN DEEPSEATED JURASSIC
AND PRE-JURASSIC DEPOSITS OF THE NORTHERN PART OF WEST SIBIRIAN

УДК 553.98.01

В.Л.ШУСТЕР

Главный научный сотрудник Института Проблем нефти и газа РАН.
Доктор г-м наук, проф.,академик РАН

Москва
tshuster@mail.ru
dzyublo.a@gubkin.ru

А.Д. ДЗЮБЛО

Профессор Российского государственного университета нефти и газа
имени И.М.Губкина. Доктор г-м наук

Moscow

V.L.SHUSTER

Chief research worker (Institute of oil and gas problems of Russian
Akademy of Sciences), professor, Ph.D.Sci (geology),
Academician of RAEN

A.D.DZUBLO

Professor of the Gubkin Russian State University of oil and gas,
Ph.D.Sci (geology).

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

север Западной Сибири, нефть, газ, фундамент, отложения палеозоя, триаса, юры,
перспективные на нефть объекты

KEYWORDS:

The Northern part of the West Siberian, oil, gaz, basement, cover, Paleozoic, Triassic,
Jurassic, petroleum – promising objects

Рассмотрены особенности геологического строения глубоких горизонтов северной части Западной Сибири, включая Обско-Тазовскую губу и Западно-Ямальский шельф Карского моря. Обоснован прогноз нефтегазоносности фундамента и глубокозалегающих отложений синеклизы.

The geologic structure of deep-seated horizons of the northern part of the West Siberian geosynclise, including Obsko-Tazovskaja guba and West-Jamalsky shelf of the Kara Sea is considered. New petroleum – promising objects have been revealed in the basement and deep-seated horizons of the geosynclise cover.

На фоне общего падения запасов нефти и газа в юрско-меловом комплексе Западной Сибири все большее внимание геологической общественности привлекает изучение нефтегазоносности глубоких горизонтов. На севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), включая Обско-Тазовскую губу и Западно-Ямальский шельф Карского моря, на 1.1.2009г. выявлено 2689 залежей углеводородов (УВ) на 228 месторождениях. Абсолютное большинство этих залежей открыто в сеноманском, апт-альбском, неокомском и верхнеюрском комплексах. В то же время, признаваемые перспективными нижнесреднеюрские, триасовые, палеозойские (в том числе, фундамент) комплексы отложений, залегающие на относительно больших глубинах, изучены крайне слабо или вообще не изучены. Так, в палеозойских отложениях открыта только одна газоконденсатная залежь на Новопортовском месторождении. В триасе залежей не открыто, в нижней юре открыто семь залежей (четыре – на Бованенковском, по одной на Малыгинском, Северо-Вынгапурском и Ярудейском месторождениях).

Разрез нижней юры на территории ЯНАО вскрыт более, чем 300 скважинами, из них 150 скважинами вскрыты доюрские отложения, осадочный триас – 13 скважинами [1].

Чтобы сориентировать поисково-разведочные работы по глубокозалегающим (нижнеюрским и доюрским) объектам необходимо оценить их перспективы нефтегазоносности, т.е. выявить благоприятные геологические предпосылки.

С этой целью проанализированы фактические материалы сейсморазведки и бурения, а так же опубликованные работы последних лет по северной части Западной Сибири.

Сделана попытка оценить характер пород-коллекторов и флюидоупоров, типы ловушек, геохимическую характеристику разреза юрских и доюрских отложений и их нефтегазогенерационный потенциал, а также глубины залегания перспективных горизонтов и эффективность освоения возможных залежей газа, нефти и конденсата.

Проблеме изучения геологического строения глубокозалегающих отложений этого региона посвящены работы ряда исследователей Западной Сибири (В.С. Бочкарёва, А.М. Брехунцова, Ю.А. Евлахова,

Н.П. Запивалова, М.С. Зона, И.И. Нестерова, А.Э. Конторовича, К.А. Клещева, И.А. Плесовских, В.А. Скоробогатова, В.С. Суркова, В.В. Черепанова, В.С. Шеина, Г.Г. Шемина и других).

К новым перспективным объектам отнесены: образования коры выветривания и зоны разуплотнения внутри толщи пород фундамента; базальные слои нижней и средней юры и отложения палеозоя чехольского типа; зоны выклинивания юрских горизонтов; отложения осадочного триаса и вулканогенно-осадочные породы триаса, выполняющие грабенообразные впадины (к ним приурочено Рогожниковское нефтяное месторождение в ХМАО).

Образования фундамента на севере Западной Сибири представлены глинистыми и кремнистыми сланцами, базальтами, метаморфизованными известняками. По данным бурения сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7 установлено: наличие пород – коллекторов до глубины 7 км, в том числе, в магматических и метаморфических образованиях; флюидоупоров; высокая газонасыщенность разреза в триас-юрских отложениях. Дан прогноз глубинной границы существования нефтеей (4,7-5,0 км). ►

По данным геохимических исследований по ХМАО (В.Л. Шустер, С.А. Пунанова, 2011) аналогичная граница установлена на глубине 4,2 км.

Основными поисковыми объектами в образованиях фундамента являются коры выветривания и зоны разуплотненных трещинно-кавернозных пород, которые приурочены к разломным участкам. Этаж нефтесности на наиболее крупных нефтяных месторождениях мира в ловушках фундамента может достигать нескольких сотен метров (до 2 км на месторождении Белый Тигр, Вьетнам) [2]. Такие площади, где трещинно-кавернозные образования залегают на достижимых для бурения глубинах, имеются на севере Западной

Сибири: Восточно-Милисская на юго-западном борту Надым-Тазовской синеклизы, Большой Уренгой, Паютовское и Витовское поднятия, расположенные на Южно-Обском участке Обской губы, вблизи Новопортовского месторождения (где из палеозойских отложений получен промышленный приток газоконденсата). Следует учитывать, что зоны развития коллекторов в трещинно-кавернозных породах фундамента распределены крайне неравномерно как по площади, так и по разрезу. Зачастую породы-коллекторы и нефтяные поля в ловушках фундамента залегают на значительных глубинах от поверхности (например, на 500 м ниже на северном своде месторождения Белый Тигр)

[2] или отсутствие проницаемых пород на приподнятых участках на Новопортовском и Варьёганском месторождениях Западной Сибири [1].

Отложения палеозоя чехольного типа развиты на востоке Западной Сибири и залегают ниже сейсмического горизонта А – подошва мезозойско-кайнозойских отложений. Мощность палеозойских осадочных отложений здесь 2-4,5 км (В.С. Бочкарев и др., 2007). Они вскрыты единичными скважинами и сложены филлитами, кристаллическими сланцами и гнейсами на Костровской, Ермаковской и Медвежьей площадях и осадочными отложениями (карбонаты и терригенные углистые) в Гыдано-Енисейском бассейне. ►

Возраст и тип отложений	№№ скв.	Минералогическая и структурная характеристика отложений	Наличие трещин	Характерные особенности
Новопортовское месторождение				
Кора выветривания	93	гравелит с обломками доломита	трещиноватый	карбонатно-глинистый цемент
	130	гравелит плотный из гальки, кварца и полевого шпата		
	134	брекчия из песчаника, сильно раздробленная		
	216	выветрелый доломит	сильно трещиноватый	
Девон и карбон (D+C)	93, 99	доломит известковистый, доломит доломитизированный, известняк, известняк массивный, скрытокристаллический, плотный, крепкий	трещиноватые, сильно-трещиноватые, трещины заполнены кальцитом., разнонаправленные, под углом 45-60°, открытые и закрытые	прожилки, включения кальцита и сидерита (скв.179), прослой базальта (скв.99)
	103, 124			
	129, 131			
	136, 179			
	93	известняк мрамороподобный	трещиноватый, трещины заполнены кальцитом	
	303, 305	метаморфизированный доломит массивный, крепкий	сильно трещиноватый трещины разнонаправл., закрытые и открытые	
Инtrузия (D)	215	перидотит массивный, плотный	субвертикальные трещины, заполненные кварцем	зеркала скольжения
Ордовик и силур (O-S)	88, 126, 139	аргиллит метаморфизир., плотный, крепкий, массивный, хлоритизированный(126 скв.), плотный слюдистый (139 скв.)	вертикальная трещиноватость	включения пирита (88 скв.)
	107	песчаник мелко-среднезернистый с запахом нефти	трещиноватые, трещины заполнены кальцитом, редко-кремнистым материалом (скв.115)	
	109, 115	сланец карбонатно-глинистый, крепкий		слоистость горизонтальная, наклонная (0-45°), зеркала скольжения (115 скв.))
	138	метаморфизированный песчаник	трещиноватый, трещины заполнены кальцитом	падение слоев - 45°
Протерозой	139	сланец зеленый	трещиноватый	косая слоистость
Бованенковское месторождение				
Средний палеозой	97	туфоалевролит кварцево-полевошпатовый, метаморфизированный	трещинный, трещины выполнены плагиоклазом, карбонатом	
	116	аргиллит, филлит, сланец плотный, переслаивание аргиллита и алеврол		
Протерозой		порфировидный габбро-диабаз, мелкокристаллический	сильно трещиноватый, трещины выполнены карбонатом	

Таб.1. Литологические особенности доюрских отложений разного возраста

На большей части ЯНАО палеозойский чехол залегает на глубинах, превышающих 5000 м и не вскрыт бурением. Наименьшие глубины (2-2,5 км) кровли палеозоя отмечены в Верхнетазовском районе, на Худосейском валу. Геологические ресурсы УВ сырья палеозойского бассейна составляют (И.А. Плесовских и др., 2009г.) около 7 млрд.т нефти и 4,7 трлн.м³ газа.

Базальные слои нижней и средней юры, залегающие на породах фундамента, оказались регионально нефтеносными на Шаимском валу и газоносными на Березовской моноклинали, где глубина поверхности фундамента около 2 км. Месторождения высокодебитные, но мелкие по запасам. Открытая пористость базальных отложений 20-30%, проницаемость от 500 до 6700 мД. К сожалению, на этих месторождениях фундамент вскрыт лишь на 20-30 м и практически не опробован. Подобные геологические условия имеются и в ЯНАО, а глубины вполне достижимы для бурения.

Зона развития триасовых грабенов, представленных вулканогенно-терригенными отложениями (нефтеносны в Красноленинской области ХМАО), продолжается в западной части ЯНАО. Глубины залегания этих отложений достижимы для глубокого разведочного бурения.

В результате детального изучения геологического строения Обско-Тазовской губы и Западно-Ямальского шельфа и анализа материалов по Бованенковско-Харасавейской зоне Ямала [3,4] получены новые данные по строению и нефтегазоносности этих регионов.

На территории полуострова Ямал

доюрский потенциально нефтегазоносный комплекс представлен складчатыми образованиями фундамента и отложениями промежуточного комплекса. Последний частично вскрыт на Новопортовском, Бованенковском, Харасавейском и Уренгойском месторождениях. Комплекс включает три разнородных по литологии подкомплекса: карбонатный палеозойский, терригенный и вулканогенно-осадочный триасовый (пермо-триасовый) и кору выветривания триасовых и других образований.

Наиболее детально этот комплекс изучен на Новопортовском месторождении, где вскрытая мощность палеозойских отложений составила от 380 до 780 м, при абсолютных отметках кровли палеозоя от -2430 м в своде структуры до -3200 м на крыльях (рис.1). В карбонатных отложениях девона и песчаниках силура, в интервале 2530-3240 м, открыты залежи газоконденсата, а также получены притоки газа в интервале глубин 3300-3400 м из палеозойских отложений.

Литологическая характеристика доюрских отложений приведена в таблице. Породы, представленные аргиллитами, песчаниками, гравелитами, конгломератами, мергелями, известняками, доломитами, глинистыми сланцами, перидотитами, характеризуются обильными трещинами, часть из которых заполнена кальцитом. Пористость метаморфизованных карбонатов около 1%, известняков от 2 до 8%. Гравелиты и конгломераты коры выветривания фундамента имеют пористость 3-5%, на отдельных образцах керна 6-12%. У метаморфизованных песчаников – пористость менее 2% [4].

В непосредственной близости от

Новопортовского месторождения, на Южно-Обском участке Обской губы сейсморазведочными работами МОГТ 2Д в 2001-2002г.г. ОАО «Севморнефтегеофизика» выявлены Паютовское и Витковское поднятия. Для Паютовского поднятия (рис.2) предполагаемая площадь продуктивности по кровле доюрских отложений (горизонт АРZ) составляет 170 км² по изогипсе – 3300м, высота прогнозируемой залежи 150м.

Для Витковского поднятия, где перспективны по данным сейсморазведки МОГТ 2Д нижне-среднеюрские и палеозойские отложения, кровля доюрских отложений на глубине – 3300 м, высота прогнозируемой залежи 200 м, а площадь меньше Паютовского поднятия. Глубины залегания палеозойских отложений для этих двух структур вполне доступны для бурения.

На Западном Ямале расположен один из крупнейших в мире узлов газонакопления – Бованенковско-Харасавейская зона, включающая ряд газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Хотя на Бованенковском месторождении доюрские отложения вскрыты лишь шестью скважинами, плюс одна на Восточно-Бованенковском, они (отложения) хорошо изучены сейсморазведкой, в том числе, 3Д. По этим материалам установлена сильная дислоцированность юрских и доюрских отложений. В юрских отложениях выявлены аномалии пониженных (менее 4000 м/с) скоростей, к которым приурочены породы-коллекторы (скв. 119, 114, 201 Бованенковского месторождения), что можно рассматривать как признак перспективности этого комплекса и на соседних площадях. Это же явление, вместе с характерным «слойистым» обликом сейсмозаписи может

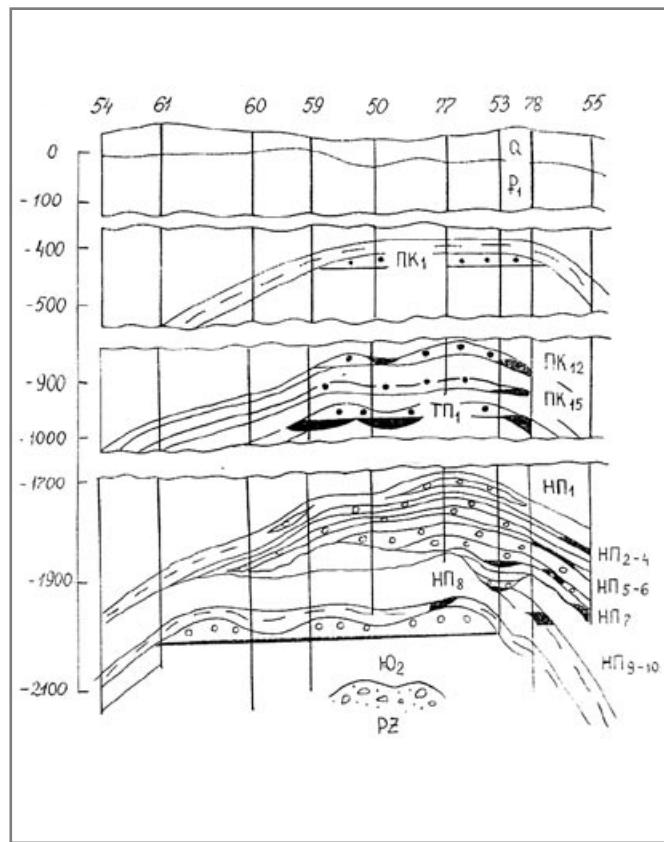


Рис. 1 Схематический геологический профиль Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения

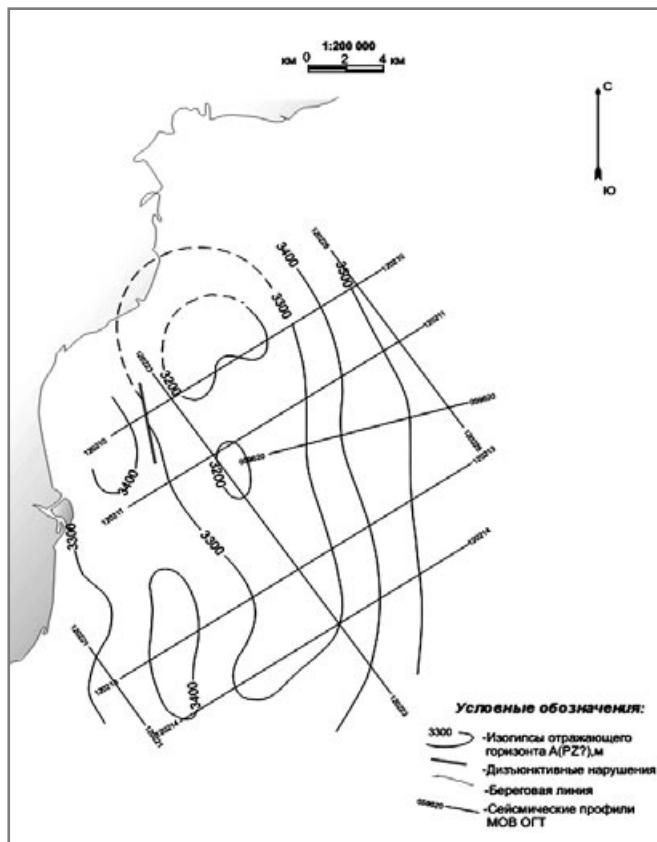


Рис. 2 Паютовское поднятие. Структурная карта по отражающему горизонту А(Р2?)

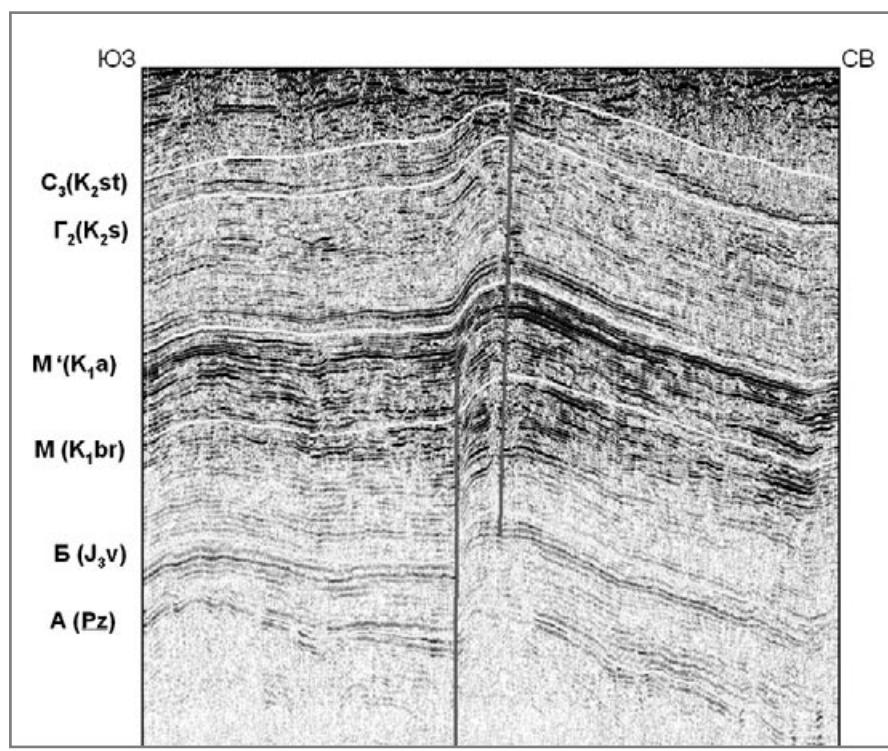


Рис. 3. Западно-Шараповское поднятие

свидетельствовать так же о развитии ниже по разрезу осадочных пород триас-палеозоя. Перспективные горизонты выделены как в верхней части доюрского разреза (песчано-алевритовые породы), так и в коре выветривания фундамента (см.табл). До глубины 4000-4250 м породы-коллекторы юрского возраста преимущественно порового типа, ниже – трещиннопорового и трещинно-кавернового типа.

На Западно-Ямальском шельфе (крайняя северная часть Западно-Сибирской эпигерцинской плиты) разрез сложен мощной толщей терригенных пород мезо-кайнозойского возраста. В юрских и палеозойских отложениях наибольший поисковый интерес вызывает Западно- Шараповская структура, расположенная в юго-восточной части Карского моря, к западу от полуострова Ямал, а так же акваториальное продолжение Харасавейского и Круэнштерновского газоконденсатных месторождений.

По результатам детальных сейсморазведочных работ на Западно-Шараповской структуре подошва осадочного чехла выделяется на глубине 2500-4200 м (рис.3). Отложения верхней перми, триаса и нижней юры в разрезе отсутствуют, выклиниваясь в северо – восточном направлении до поверхности фундамента. В верхне-средне-юрских отложениях отмечены аномалии типа «яркое пятно». Несомненный интерес представляют так же и нижнепалеозойские карбонатные отложения, залегающие на глубине 3100-3500 м.

Большинство выявленных ловушек в нижне-среднеюрских отложениях структурно-стратиграфические, реже тектонически- и литологически-ограниченные. В образованиях фундамента наиболее перспективны погруженные выступы фундамента с кристаллическими и карбонатными

породами в ядре [5].

Флюидоупорами для нижне-средне-юрских залежей углеводородов являются региональные глинистые толщи юрского возраста (верхняя и средняя юра). Для отложений триаса тампейской серии, которые трансгрессивно перекрывают породы складчатого фундамента (Юбилейная, Таркосалинская, Западно-Таркосалинская, Уренгойская площади, скважины СГ-6 и СГ-7), в кровельной части триаса выделяется глинистая пачка, способная экранировать скопления углеводородов (И.А.Плесовских и др.,2009). Для возможных залежей УВ в трещинно-кавернозных образованиях фундамента роль зональных флюидоупоров могут играть, наряду с региональными глинисто-аргиллитовыми толщами юрского/ палеозойского возраста, плохо проницаемые кристаллические или карбонатные породы, залегающие в кровле выступов фундамента.

Оценивая нефтегенерационный потенциал рассматриваемых отложений, следует отметить, что в центральных и северных районах Ямала большая часть нижне-среднеюрских отложений находится в зоне газообразования, что наряду с преимущественно гумусовым типом ОВ обеспечивает процессы газообразования.

Нижне-среднеюрские отложения (в объеме тюменской свиты) относятся к нефтегазоматеринским толщам (НМТ). Они содержат ОВ смешанного сапропелево-гумусового типа (II-III тип керогена).

Триасовые отложения, залегающие в глубоких прогибах, вскрыты только на Восточно-Бованенковской площади. По аналогии с хорошо исследованными триасовыми отложениями Уренгойской сверхглубокой скважины их можно отнести к газопроизводящим и на территории Ямала.

Палеозойские отложения, вскрытые на Бованенковском и Новопортовском месторождениях, отнесены к газоонефтематеринским по аналогии с юго-восточным и восточным обрамлением Западно-Сибирского НГБ. На большей части территории эти НМТ относятся к нефегазопроизводящим. Однако на юго-востоке Ямала, в районе Новопортовского месторождения степень катагенеза снижается и их возможно отнести к нефте- и газопроизводящим (Т.А.Кирюхина и др., 2011).

Залежи в фундаменте на севере Западной Сибири, по аналогии с открытыми мировыми месторождениями (Белый Тигр, Ауджили-Нафура, Ла-Пас, Мара и другие), могут быть сформированы за счет нефтегазообразующих осадочных толщ юрского/ палеозойского возраста, облекающих выступы фундамента, по механизму перетока флюидов из областей высокого давления (осадочные толщи) в сторону низкого давления (породы фундамента) под действием капиллярных сил за счет поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [5].

Таким образом, проанализированные фактические и опубликованные материалы позволяют сделать вывод о существовании благоприятных геологических предпосылок для открытия залежей нефти и газа на севере Западной Сибири в перспективных нижне-среднеюрских, триасовых, палеозойских отложениях и образованиях фундамента, залегающих на доступных для бурения глубинах. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Плесовских И.А., Нестеров И.И.(мл.), Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С.,2009. Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья// Геология и геофизика, т.50, №9,с.1025-1034.
- Шустер В.Л., 2003.Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента.-М.ООО «ГеоИнформцентр»,48с.
- Дзюбло А.Д., Черепанов В.В., Шустер В.Л., 2011г. Прогнозная оценка нефтегазоносности юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири. Тез. докл. на Международной конференции, посвященной памяти В.Е.Хайна «Современное состояние науки о Земле». -М.Изд-во МГУ,с.2119-2120.
- Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л.,2011, О нефтегазоносности юрских и перспективных доюрских отложений Обско – Тазовской губы и Западно – Ямальского шельфа// Газовая промышленность, спецвыпуск «Добыча углеводородов на шельфе», с.16-25.
- Шустер В.Л., Пунанова С.А., Самойлова А.В., Левянт В.Б.,2011.Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно – кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири// Геология нефти и газа, №2,с.26-33.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ УСОЛЬСКОЙ СВИТЫ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

DEPOSITION GENETIC FEATURES AND FORMATION CONDITIONS
OF USOLSKAYA SUITE, NEPSKO-BOTUBINSKI ANTICLISE

УДК 552:544

Н.М. НЕДОЛИВКО

кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры
геологии и разведки полезных ископаемых Института
природных ресурсов Национальный исследовательский Томский
политехнический университет

Томск
nedolivkonm@yandex.ru

N.M. NEDOLIVKO

Candidate in Geological-Mineralogical Sciences National Research
Tomsk Polytechnic University Institute of Natural Resources
Geology and Mineral Exploration Department

Tomsk

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

усольская свита, осинский горизонт, эвапориты, доломиты, литотип,
генетические признаки, прибрежный шельф, лагуны
usolskaya suite, Osinski horizon, dolomites, lithotypes, genetic characteristics,
coastal shelf, lagoons

KEYWORDS:

С привлечением макро- и микроскопического петрографического анализа изучались особенности формирования отложений усольской свиты (нижний кембрий), развитой в пределах Непско-Ботубинской антеклизы (Восточная Сибирь). По особенностям литологического состава в составе свиты выделено 2 горизонта: осинский-2 – $\epsilon_{1,us}(os_2)$, представленный переслаиванием соленосных отложений (галит, гипс, ангидрит) и карбонатных пород, и осинский-1 – $\epsilon_{1,us}(os_1)$ существенно карбонатного (доломиты, известковые доломиты) состава. По составу пород, их текстурно-структурным особенностям и генезису выделено и охарактеризовано 8 литотипов, сформированных в аридном климате в условиях соленых вод прибрежного шельфа и сильносоленных вод лагун, отшнурованных от моря и периодически осушаемых.

Based on macro- and microscopic petrographic analysis the deposition formation characteristics of Usolskaya Suite (Lower Cambrian), developed within the Nepsko-Botubinski Anticline (eastern Siberia) were studied. According to lithological composition, two horizons were distinguished within this suite: Osinski-2 $\epsilon_{1,us}(os_2)$ as saliferous interbeddings (halite, gypsum, anhydrite) and carbonates and Osinski-1 $\epsilon_{1,us}(os_1)$, mainly carbonates (dolomites, limestones). In accordance to their composition, texture-structure features and genesis eight, (8) litho-types were highlighted and described. The formation conditions are as follows: arid climate, salty waters, coastal shelf and polyhaline lagoon water, cutoff sea and periodically drained.

Территория исследования административно расположена в Катангском районе Иркутской области, приурочена к северо-западному склону Непского свода и находится в пределах Непско-Ботубинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Осинский горизонт $\epsilon_{1,us}(os)$ выделен в составе усольской ($\epsilon_{1,us}$) свиты подсолевого венд-нижнекембрийского структурно-литологического комплекса, который является основным нефтегазопоисковым объектом территории, что в значительной степени и определяет актуальность проведенных исследований.

В работе использованы результаты макроскопического описания керна скважин и детального петрографического анализа структурно-текстурных особенностей и вещественного состава пород. Условия осадконакопления (или обстановки) восстанавливались по комплексу генетических признаков с учетом закономерностей последовательной смены отложений по разрезу. Уделялось внимание генетическим признакам, проявленным, как в объеме толщи (направленность изменения и последовательность переслаивания пород, контакты между слоями, мощности слоев и их соотношения и т.д.), так и в объеме конкретных образцов (макроскопические

органогенные остатки, конкреции и т.д.) и их частей (микрофаунистические остатки, степень кристалличности пород и т.д.). Генетическая интерпретация пород осуществлялась в соответствии с результатами, изложенными рядом исследователей: Е.В. Дмитриевой, Г.И. Ершовым, В.Л. Либровичем и др. [1], К.И. Багринцевой, А.Н. Дмитриевским, Р.А. Бочко [2], Ю.К. Бурлинским, А.И. Конюховым, Е.Е. Карнюшиной [3], В.Г. Кузнецовым [4]. Методической основой для выделения фациальных обстановок в карбонатных комплексах послужили работы В.Г. Кузнецова [5], И.Т. Журавлевой и др. [6], Ж.д. Л. Уилсона [7], И.В. Хворовой [8]. Общетеоретические аспекты условий осадконакопления в раннекембрийское время на территории исследования изложены согласно представлениям Л.П. Гмид [9], В.Г. Кузнецова и О.В. Постниковой [10], Н.Ф. Столбовой и др. [11, 12].

Отложения усольской свиты разделяются на два горизонта: осинский-2 – $\epsilon_{1,us}(os_2)$, выделенный в нижней части усольской свиты и сложенный доломит-сульфат-соляными породами, и несогласно перекрывающий его горизонт осинский-1 – $\epsilon_{1,us}(os_1)$, имеющий преимущественно карбонатный состав (рис. 1).

В пределах основных генетических групп пород (хемогенных, биогенных и

обломочных), встречающихся в разрезе осинского-1 и осинского-2 горизонтов, по особенностям литологического состава, текстурно-структурным характеристикам и условиям образования выделено 8 литотипов пород: в хемогенной генетической группе – 4; в биогенной – 3 (в том числе 1 – в биогенно-хемогенной подгруппе); в обломочной – 1.

К хемогенной генетической группе относятся литотипы (табл. 1):

1. СДИ – сульфаты доломитизированные изолированных водоемов, образуют волнистые прослои толщиной до 0,5-0,6 м, сложены голубовато-серым гипсом и ангидритом, содержат доломит в виде включений, затеков, кристаллических зерен и агрегатов. Образуются при интенсивном выпаривании и засолении изолированных морских водоемов в аридном жарком климате.

2. ДСИ – доломиты с включениями сульфатов и соли изолированных водоемов; подразделяются на 3 подтипа:
А) ДСИ-1 – доломиты сульфатные с солью изолированных водоемов с послойными пятнистыми, линзовидными скоплениями сульфатов (30-50 % породы), тонкой примесью соли, наличием тонкой горизонтальной, пологоволнистой и полого-наклонной

плоскостью.

слоистости. Формируются в слабо сообщающихся с морем лагунах при низкой динамике и интенсивном выпаривании воды.

Б) ДСИ-2 – доломиты с сульфатами и солью изолированных водоемов, с неправильной волнистой слоистостью, с затеками сульфатов (10–30 % породы) и тонко рассеянным галитом. Формируются в изолированных водоемах засушливого климата в пределах соленых периодически осушенных лагун.

В) ДСИ-3 – доломиты с солью и сульфатами изолированных водоемов, тонкозернистые, однородные, горизонтально- и полого-волнисто-слоистые. Соль развивается в матице породы, развиваясь между кристаллическими зернами доломита, наряду с солью отмечается присутствие рассеянных зерен ангидрита и скопления сульфатов (менее 10 % породы).

Формируются в застойной или слабодинамичной среде аридных водоемов со стоячей водой.

3. ДИИ – доломиты известковистые изолированных водоемов, разнозернистые, от тонко- до мелко-среднезернистых, равномерно-, пятнисто- и послойно-раскристаллизованные, иногда стилолитовые, с единичными кристаллическими зернами сульфатов и тонкой примесью кальцита (до 15 %). Породы образованы химическим путем в изолированных водоемах при интенсивном испарении воды в аридном климате.

4. ДСО – доломиты сульфатизированные зоны осушки, с включениями и тонкими кристаллами сульфатов, с трещинами синерезиса в сульфатах, с горизонтальными и вертикальными трещинами усыхания. Формируются в надприливной зоне при уменьшении объема пород в результате высыхания или обезвоживания интенсивно испаряющихся осадков.

К биогенной генетической группе относятся литотипы (табл. 2):

1. ДКП – доломиты комковатые прибрежной полосы моря, пятнистые, комковатые, комковато-густковые и густково-комковатые с тонкой волнистой «ябичатой» спайчатостью. Формируются в прибрежно-морской полосе в углубленных участках дна в зоне слабых волнений. В соответствии с размерами форменных образований и их соотношением выделено 3 подтипа.

А) ДКП-1 – доломиты пятнистые и пятнисто-комковатые, сложены неправильно-округлыми форменными образованиями: пятнами (диаметром > 2 мм) и комками (в диаметре 0,1–1 мм), состоящими из коллоидно-зернистого и тонкозернистого кальцит-доломитового агрегата и сцепментированными тонко-мелкозернистым доломитом.

Б) ДКП-2 – доломиты комковатые и густково-комковатые, сложены

Литотип, и подлитотип, горизонт, слой	Текстурно-структурные особенности и состав пород	
	Макроскопически	Под микроскопом
		0 0,05 0,10 0,15 0,20 мм
СДИ – сульфаты доломитизированные изолированных водоемов.		
ДСИ-1 – доломиты сульфатные изолированных водоемов.		
ДСИ-2 – доломиты с сульфатами и солью изолированных водоемов.		
ДСИ-3 – доломиты с солью изолированных водоемов.		
ДИИ – доломиты известковистые изолированных водоемов.		
ДСО – доломиты сульфатизированные зоны осушки.		

Таб. 1. Текстурно-структурные особенности пород литотипов хемогенной генетической группы

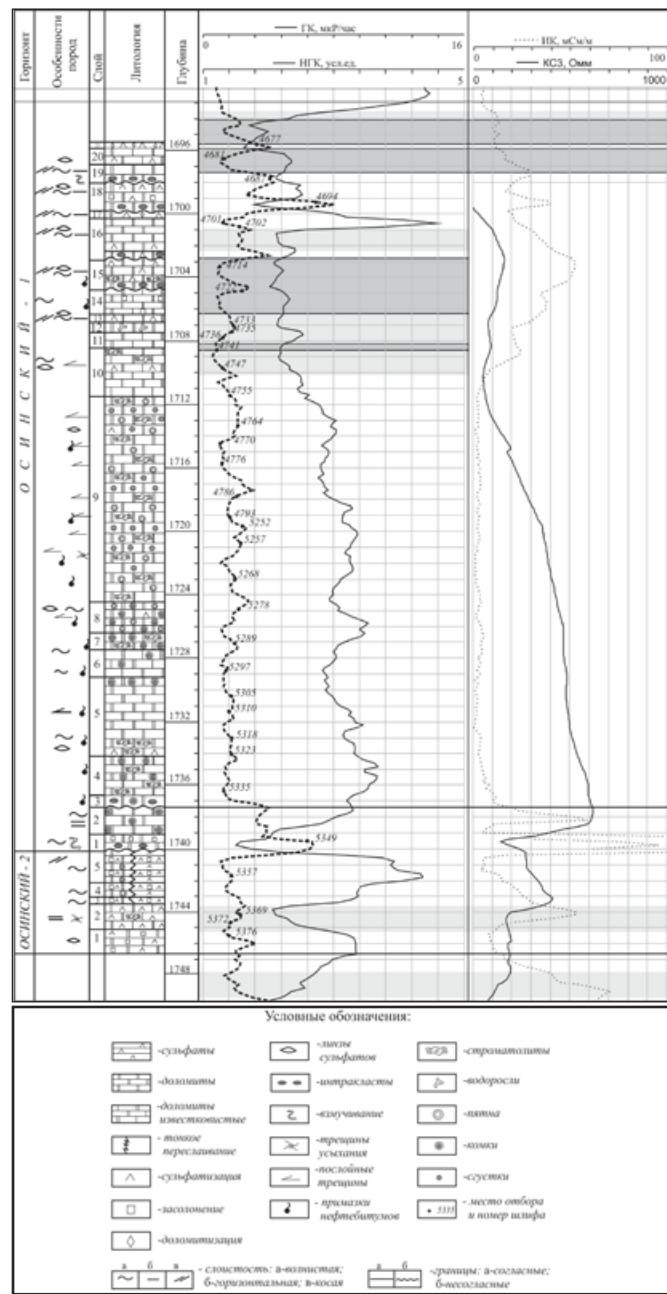


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез отложений осинского горизонта в скважине 6 Могдинской площади

комками и густками (в диаметре <0,1 мм) из коллоидно-зернистого кальцита и доломита, пространство между которыми заполнено доломитовым цементом.

В) ДКП-3 – доломиты комковато-густковые и густковые, комки и густки которых сложены коллоидно-зернистым кальцитом и доломитом, а цемент имеет карбонатный состав.

2. ДВП – Доломиты водорослевые прибрежной полосы моря, с мелкими округло-уплощенным и крупными послойно распределенными остатками водорослей. Формируются в пределах прибрежно-морской полосы в зоне слабых волнений в участках морского дна со слабым углублением.

3. ДСП – Доломиты строматолитовые прибрежной полосы моря, волнисто-слоистые,

часто с мелкими включениями сульфатов. Образуются в зоне волнения в пределах прибрежной полосы моря на возвышенных участках морского дна.

К обломочной генетической группе относится (табл. 3) литотип ДОП – доломиты обломочные сульфатизированные приливной зоны, сложенные разноразмерными окатанными и неокатанными обломками (интракластами) доломитового состава, скементированными доломитовым, доломит-глинистым и сульфат-доломитовым цементом. Пространство между крупными обломками заполнено мелким обломочным материалом и тонкоперетертым доломит-глинистым веществом. Формируются в полуизолированных лагунах при возрастании динамики воды и проникновении приливных морских вод в лагуну.

Осинский горизонт-2 имеет сложный литологический состав и представлен переслаиванием гипс-ангидрит-соленосных пород и доломитов. Вверх по разрезу он несогласно перекрывается отложениями осинского горизонта-1.

Гипс-ангидрит-соленосные породы образуют линзы и прослои (толщиной до 0,32 м), тонко переслаиваются с доломитами часто в виде послойно-уплощенных заливообразных участков с плавными границами, гипс и соль заполняют также поры и трещины.

Доломиты однородные, комковатые, густково-комковатые, комковато-густковые, густковые, иногда строматолитовые, не слоистые и слоистые (с тонкой и мелкой сплошной и прерывистой волнистой, горизонтальной, полигонаклонной, косой слоистостью за счет намывов глинистого и органического материала на плоскостях наслаждения. Участками они разбиты по слоистыми и субвертикальными трещинами усыхания. Породы сильно засолены: соль распространена в виде скрытой примеси (все породы обладают соленым вкусом), выпотов (примазок, присыпок, корочек), линз, послойных скоплений. Повсеместно в них отмечаются кристаллические зерна и скопления ангидрита, прослои и неправильные включения гипса.

Распространенные в осинском-2 горизонте породы имеют преимущественно хемогенное происхождение и представлены сульфатами, доломитами и известковистыми доломитами литотипов СДИ (слой 3, 4, 5), ДСИ-1 (слой 3, 4, 5) и ДСИ-2 (слой 1, 3, 4, 5), ДИИ (слой 2), ДСО (слой 2), находящимися в тесном переслаивании друг с другом. В подчиненном количестве в разрезе присутствуют доломиты биогенной генетической группы: ДСП (слой 2), ДКП-3 (слой 5), ДКП-2 (слой 4).

Формирование отложений осуществлялось в пределах слабо сообщающихся с морем и периодически осушаемых лагун в солоновато-водной и соленой среде в слабо изменчивой гидродинамической обстановке (тонкие и мелкие типы слоистости). Преимущественно хемогенное осадконакопление, обилие сульфатов и галита свидетельствуют, что осаждение материала протекало в условиях аридного климата с высокой степенью испарения, а порой и с выходом осадков на поверхность

Литотип, подлитотип, горизонт, слой	Макроскопические текстурно-структурные особенности	Микроскопические текстурно-структурные особенности и пустотное пространство				
		Текстура, структура, состав	Пустотное пространство			
		2 николя	1 николь			
ДКП-1 – доломиты пятнистые и пятнисто-комковатые прибрежной полосы моря.				2 николя	2 николь	
ДКП-2 – доломиты комковатые и густково-комковатые прибрежной полосы моря				2 николя	1 николь	
ДКП-3 – доломиты комковато-густковые и густковые				2 николя	1 николь	
ДВП – доломиты водорослевые прибрежной полосы моря.				2 николя	2 николь	
ДСП – доломиты строматолитовые прибрежной полосы моря.				2 николя	1 николь	

Таб. 2. Текстурно-структурные особенности литотипов биогенной генетической группы

Литотип и подлитотип, горизонт, слой	Текстурно-структурные особенности и состав пород				
	Макроскопически	Под микроскопом			
ДОП – доломиты сульфатизированные приливной зоны.				2 николя	

Таб. 3. Текстурно-структурные особенности литотипов обломочной генетической группы

(трещины усыхания).

Осинский горизонт-1 с размывом залегает на горизонте осинский-2. В целом горизонт имеет преимущественно карбонатный состав, в подошве и кровле его, наряду с карбонатами, развитие получили соленосные и сульфатные породы.

Разрез представлен неоднократным чередованием хемогенных (тонко-, мелко-, тонко-мелко- и мелкокристаллических), биогенного-хемогенных (комковато-сгустковых, сгустково-комковатых, комковато-пятнистых) биогенных (водорослевых, строматолитовых) и обломочных доломитов (брекчий, конгломератов, песчаников), неравномерно известковистых, иногда слабо глинистых. Периодически они содержат рассеянные включения и линзы (в кровле – прослои) соли и сульфатов. Породы массивные и сплоистые, с тонкой (толщиной несколько мм) и мелкой (до 1–4 см) сплошной и прерывистой сплоистостью преимущественно волнистого (линзовидно-волнистого), реже горизонтального, полого- и косо-наклонного типов, подчеркнутой глинисто-органическим материалом, неравномерно-послойной перекристаллизацией, ориентированной форменными образованиями, включений сульфатов и битума. Участками сплоистость деформирована взмучиванием и размыта с образованием эрозионных границ и включений интракластов доломитовых пород. В отдельных прослоях породы разбиты трещинами усыхания, брекчированы и несут следы растворения.

Типы доломитов в осинском-1 горизонте весьма разнообразны: в разрезе распространены литотипы преимущественно биогенной генетической группы: ДКП-1 (слои 2–8); ДКП-2 (слои 8 и 9); ДКП-3 (слой 9), ДВП (слой 12) и ДСП (слои 4, 5, 7, 9, 10, 15). Хемогенные разности доломитов играют подчиненную роль и распространены в нижней и верхней частях разреза: ДСИ-1 (слои 13, 15, 16, 18, 20, изредка слои 5, 8, 9, 10); ДСИ-2 (слой 18); ДСИ-3 (слои 1 и 14); ДИИ (слои 6, 10, 11, 14, 20); ДСО (слой 9), перемежаясь с литотипами обломочного генезиса – литотип ДОП (слои 1, 3, 15, 16, 17, 19). К кровельным участкам (слои 17, 21) приурочены и сульфатные прослои: литотип СДИ.

Накопление осадков осинского-1 горизонта осуществлялось также в аридном климате и связано с лагунными и прибрежно-шельфовыми участками морского дна. На ранних этапах накапливались соленосные отложения при нестабильном гидродинамическом режиме, обусловленном то прогибанием морского дна и возрастанием степени сообщаемости лагун с морем, то его подъемом и возрастанием изолированности; в середине цикла осадконакопление протекало в относительно стабильных гидродинамических условиях в пределах прибрежно-шельфовой полосы; на заключительных этапах осадки накапливались на фоне общего постепенного подъема морского дна при неустойчивом гидродинамическом режиме и возрастании изоляции в лагунах, периодически сообщающихся с морем.

Коллекторы приурочены как к доломитам химического происхождения:

литотипы ДСИ-2, ДСИ-3, ДИИ, ДСО, так и к карбонатным породам биогенной генетической группы: ДКП-1, ДКП-2, ДВП, ДСП. В подавляющем большинстве они относятся к поровому, каверново-поровому и порово-каверновому типам, реже распространены трещинные и каверново-трещинные коллекторы. Пустотно-поровое пространство в коллекторах связано с остаточными седimentогенными (внутриформенными и межформенными порами), диагенетическими и катагенетическими (межкристаллическими порами перекристаллизации), и эпигенетическими (кавернами и трещинами) пустотами.

Внутриформенные поры (размером до 0,01–0,05 мм) отмечены в органогенных водорослевых и строматолитовых разностях (литотипы ДВП, ДСП) внутри остатков водорослей. Они имеют округлую, сложно изогнутую, иногда (при неполном выполнении остатков перекристаллизованным доломитом) угловатую форму.

Межформенные поры (размером до 0,05–0,5 мм) развиты в породах биогенной генетической группы в комковато-пятнистых, комковато-сгустковых, сгустковых доломитах (литотипах ДКП-1, ДКП-2, ДВП, ДСП), изредка в обломочных породах (литотип ДОП). Форма их округло-вогнутая, сформированная сфероидальной поверхностью форменных образований, или угловатая (в обломочных разностях), стенки имеют зигзаговидную поверхность за счет инкрустации ромбоздрическими кристаллами доломита.

Межкристаллические поры образуются при катагенезе и эпигенетической перекристаллизации в карбонатах хемогенного происхождения с мелко-тонкозернистой и мелко-среднезернистой структурой (литотип ДИИ). Они заключены между ромбоздрическими кристаллами, имеют малые размеры (от 0,01 до 0,1 мм) и геометрически правильную (треугольную, прямоугольную, ромбовидную) и неправильно-угловатую форму с ровными гладкими поверхностями – гранями кристаллов доломита.

Каверны и мелкие кавернообразные поры растворения являются преобладающим типом пустот в литотипах как хемогенного (литотипы ДСИ-2, ДСИ-3), так и биогенного (литотипы ДКП-1, ДКП-2, ДВП, ДСП) происхождения: Встречаются неравномерно распределенные изолированные и сообщающиеся поры с заливообразными ограничениями размером от 0,01 до 1 мм и более крупные изолированные каверны округлой, овальной, извилистой формы (размером до 3–5 мм, реже до 1 см), развитые в непористой матрице; сообщающиеся узкими каналами разноразмерные (размером от нескольких мм до более 1 см) каверны, приуроченные к пористым прослоям; каверны вытянутой слабоизвилистой формы с плавными (за счет растворения) и зигзагоподобными (за счет инкрустации доломитом) стенками, приуроченные к трещинам.

Трещины генетически связаны с усыханием, уплотнением и тектоническими процессами. Чаще всего они закрыты или залечены сульфатами, кальцитом, доломитом, иногда кварцем. В ряде случаев

вдоль трещин и прожилков отмечается растворение, и образуются щелевидные каверны (литотип ДСО). Они заполнены вязким бурым битумом. Пленки битума отмечаются также на стенах каверн, мелкие поры заполнены битумом полностью.

Поровая, каверновая и трещинная составляющие емкости меняются по разрезу, что обуславливает неоднородность продуктивного горизонта.

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Атлас текстур и структур осадочных горных пород. Т.2. Карбонатные породы / Е.В. Дмитриева, Г.И. Ершов, В.Л. Ливрович и др. – М.: Недра, 1969. – 655 с.
2. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. – М. – 264 с.
3. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: РГГУ, 1999 (II) – 285 с.
4. Бурлин Ю.К. Природные резервуары нефти и газа: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1976. – 136 с.
5. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карношина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. – М.: Недра, 1991. – 286 с.
6. Бурова И.А. Карбонатные коллекторы верхне-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири. – Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электронное научное издание. – 2010 – Т.5. – № 2. – 18 с. http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf.
7. Гмид Л.П. Литологические аспекты изучения карбонатных пород-коллекторов. – Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электронное научное издание. – 2006. – 23 с. <http://www.ngtp.ru/rub/8/07.pdf>.
8. Кузнецов В.Г. Литология карбонатных пород-коллекторов: Учебное пособие. – М.: МИНГ, 1986. – 80 с.
9. Кузнецов В.Г. Фации и методы фациального анализа: Учебное пособие. – М.: МИНХиГП, 1973. – 113 с.
10. Кузнецов В.Г., Постникова О.В. Особенности строения природного резервуара органогенных построек нижнего кембрия Непско-Ботубинской антиклизы // Бюл. МОИП, отд. геол. – 1985. – Т. 60. – №4. – С. 118–119.
11. Литогенез венд-кембрийских отложений юго-западного склона Байкитской антиклизы (по результатам изучения разреза Иринчиминской параметрической скважины 155 в Восточной Сибири) / Н.Ф. Столбова, О.В. Бетхер, Ю.В. Киселев и др. // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. – № 1 – С. 53–58.
12. Литохимические особенности разреза восточного борта Большешехетской владины (по результатам изучения Туколандо-Вадинской параметрической скважины 320) / Н.Ф. Столбова, Ю.В. Киселев, О.В. Бетхер и др. // Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307. – № 5. – С. 43–47.

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПО ДАННЫМ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКОГО И ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗОВ ПОРОД ПЛАСТОВ B_{12}^1 И B_{12}^2 ГУРАРИНСКО-СОБОЛИНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

BACKSTRIPPING BASED ON LITHO-PETROGRAPHIC AND GRANULOMETRIC ANALYSIS DATA FROM LAYERS B_{12}^1 AND B_{12}^2 GURARINSKO-SOBOLIN OIL FIELD (TOMSK REGION)

УДК 551.83:552.51:553.98 (571.16)

Т.Г. ПЕРЕВЕРТАЙЛО

ассистент кафедры геологии и разведки полезных ископаемых
Институт природных ресурсов Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

Томск
ptg@tpu.ru

T.G. PEREVERTAIFO

associate professor National Research Tomsk Polytechnic University
Institute of Natural Resources Geology and Mineral Exploration
Department

Tomsk

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

нижний мел, осадочные породы, обстановки седиментации, гранулометрический
и минералогический анализы, постседиментационные изменения

KEYWORDS:

lower Cretaceous, terrigenous rocks, sedimentation environment, granulometric-mineralogical
analysis, post-sedimentation alterations

С целью восстановления палеогеографических обстановок продуктивных пластов группы B_{12} по скважинам Гураринско-Соболиного месторождения (Томская область) выполнено детальное описание керна, выявлены текстурно-структурные особенности пород, отражающих их условия седиментации. По данным количественного гранулометрического и минералогического анализов в шлифах проведены палеодинамические реконструкции, изучен минералогический состав обломочной части и цемента, выявлены постседиментационные изменения терригенных пород. Установлено, что отложения пластов B_{12}^1 и B_{12}^2 сформировались в прибрежно-морской обстановке, в условиях вдольбереговых баров, барьерных островов и промоин разрывных течений.

To reconstruct the paleogeographic environment of productive horizons B_{12} in wells of Gurarinsko-Sobolin Oil Field (Tomsk Region), texture-structure rock characteristics, reflecting their sedimentation environment were determined. According to the quantitative granulometric-mineralogical analysis data of thin sections, the following steps were conducted: paleodynamic reconstruction, investigation of debris and cement mineralogical composition and determination of post-sedimentation alterations of terrigenous rocks. It was established that the sediments of layers B_{12}^1 and B_{12}^2 were formed in the coastal environment along offshore bars, barrier islands and rip current gullies.

В Томской области в нижнемеловых отложениях выявлено 43 залежи нефти, газа и газоконденсата, из них 37 залежей с промышленной нефтегазоносностью (Советское, Северное, Южно-Черемшанское, Южно-Охтеурское, Григорьевское, Соболиное, Мыльджинское и др.) [1, с. 182]. Несмотря на довольно длительную историю изученности и огромный накопленный фактический материал (материалы геофизических исследований скважин, керн скважин и результаты его обработки, палеонтологические данные, региональное и площадное сейсмопрофилирование и т.д.), на сегодняшний день нет единого мнения о строении неокома и условиях его формирования. Вместе с тем, восстановление палеогеографических обстановок чрезвычайно важно для выявления зон распространения коллекторов и флюидоупоров, а соответственно прогноза и поиска месторождений углеводородов.

Необходимость изучения отложений нижнемелового комплекса и актуальность работ в этом направлении ранее подчеркивались рядом исследователей [2, 3, 4, 5]. Так, Ф.Г. Гуарари [6], автор многих научных работ, способствовавших открытию и освоению Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, отмечал: «Особенно слабо изучен неоком Томской области. В нем прогнозируется открытие ряда

высокодебитных нефтяных месторождений, поэтому изучение этого комплекса должно быть всемерно усилено».

Объектом исследований являются продуктивные отложения тарской свиты Гураринско-Соболиного нефтяного месторождения, расположенного в Каргасокском районе Томской области в южной части Усть-Тымского нефтегазоносного района. Месторождение относится к многослойным, по соотношению контуров залежей – к многоконтурным, по величине извлекаемых запасов – к категории средних, по сложности геологического строения – к сложным.

К основным объектам разработки относятся песчаные пласти B_{12}^1 и B_{12}^2 , с которыми связана большая часть запасов нефти всего месторождения. Изучаемые пласти вскрыты всеми пробуренными скважинами и разделены слоем глинистых пород мощностью от 5 до 7 м. Пласт B_{12}^2 характеризуется повышенными значениями эффективной и нефтенасыщенной мощности, которые соответственно изменяются в пределах 3,8-12,4 м и 1,1-12,4 м. Эффективная мощность пласта B_{12}^1 колеблется от 1,6 до 6,6 м, нефтенасыщенная – от 1,5 до 4,5 м, причем наибольшие их величины выделяются на Гураринском участке.

С целью выявления закономерностей изменения по площади мощности песчаных

тепл и определения границ выклинивания построены карты изопахит (рис. 1). Мощность песчаных отложений измерялась по линии $\alpha_{nc}=0,5$ [7].

Литологический состав пород изучен по керну скважин 182, 13, 181, 172, пробуренных на территории Гураринского участка, и 213, 178, 181 – Соболиного участка. При детальном изучении разрезов выделялись слои, прослеживались контакты между ними и направленность изменения пород, как в пределах слоя, так и по разрезу в целом. При описании горной породы учитывались: цвет, текстура, структура, состав, наличие органических остатков, следов жизнедеятельности донных животных, минеральных включений, конкреций, степень уплотнения, тип (поры, каверны, трещины) и характер (размер, ориентировка, морфология, выполнение и др.) пустот, нефтенасыщение.

Особое внимание уделялось изучению седиментационных признаков, возникающих одновременно с образованием осадка. В связи с этим большое значение придавалось расшифровке особенностей слоистых текстур, характер которых определяется непосредственно условиями осадконакопления.

В результате проведенных исследований установлено, что в период формирования отложений **пласта B_{12}^2** в

пределах Соболиного поднятия существовал барьерный остров, к которому с севера через небольшую седловину примыкал вдольбереговой бар (рис. 1).

Песчаное тело вдольберегового бара в средней части сложено более грубым материалом, чем в нижней и верхней. В средней части породы массивные, либо с неотчетливой или прерывистой слоистостью. Для более тонкозернистых пород установлено чередование горизонтальнослойистых и косослоистых прослоев, причем слойки могут быть сходящимися, с изменяющимися углами наклона. Наблюдаются участки с мелкой косой слоистостью, с мощность серий, не превышающей 1-2 см (рис. 2, а). Кроме того, в породах отмечается наличие хорошо выраженных контактов и внутриформационных размызов (рис. 2, б), свидетельствующих о резком изменении динамики среды.

Для песчаных отложений, слагающих барьерный остров, характерна резкая смена литологического состава в подошвенной части: на глинистых породах с отчетливым контактом залегают мелкосреднезернистые песчаники (рис. 2, в).

В целом, формирование пласта B_{12}^2 осуществлялось на фоне возрастания тектонической активности, в результате которой усилились процессы денудации в областях питания, и большая масса обломочного материала поступала в бассейн седиментации, где происходило его дальнейшее перераспределение за счет деятельности волн и морских течений.

Вверх по разрезу песчаники перекрываются отложениями, представленными переслаиванием глинистого и алевритового материала, что говорит о снижении динамики и относительно нестабильном гидродинамическом режиме седimentации (рис. 2, г). Обилие раковинного детрита, фосфатизированных остатков ихтиофауны указывают на связь с морем, а наличие фрагментов корневых систем (рис. 2, д), обломков древесины (рис. 2, е), буроватость глин – на непосредственную близость береговой линии.

Детальное изучение и анализ кернового материала, характеризующего песчаный пласт B_{12}^1 , позволили выделить фации трангрессивных вдольбереговых баров, их осевых частей и промоин разрывных течений.

Разрез вдольберегового бара имеет хорошо выраженное трангрессивное строение: снизу вверх наблюдается постепенное уменьшение гранулометрического состава обломков. Параллельно изменяется и тип слоистости – от косой до пологоволнистой и косоволнистой. Отсутствие целых раковин и обилие битой ракуши свидетельствует об интенсивной волновой активности, в результате которой происходило их разрушение. Наличие раковинного детрита и отсутствие растительных остатков говорит о том, что песчаный материал переносился волнами в направлении со стороны моря к берегу.

В песчаниках, выполняющих промоины разрывных течений, отмечается

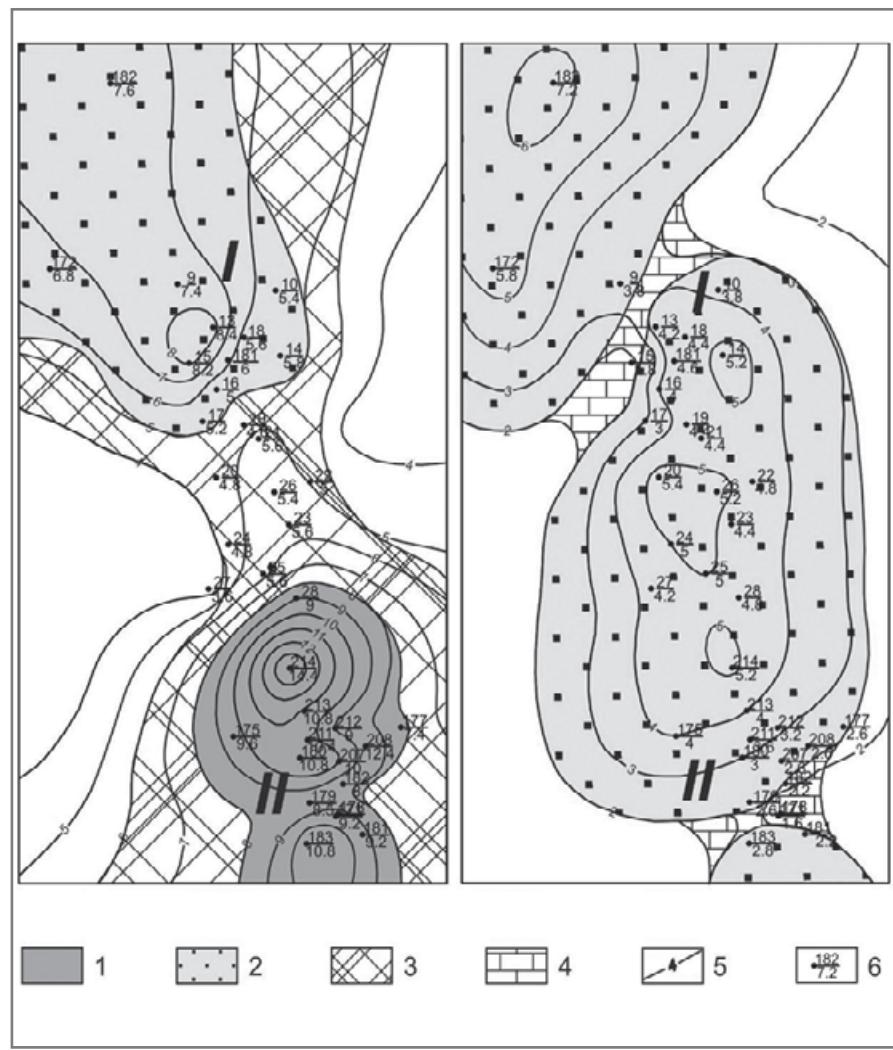


Рис. 1. Литолого-фацальные карты пластов B_{12}^2 и B_{12}^1
I – Гураринский участок; II – Соболинский участок; 1 – барьерный остров;
2 – вдольбереговой вал; 3 – периферийные части песчаных тел;
4 – промоины разрывных течений; 5 – изопахиты песчаных тел по линии $\alpha_{nc}=0,5$;
6 – номер скважины / мощность песчаников по линии $\alpha_{nc}=0,5$

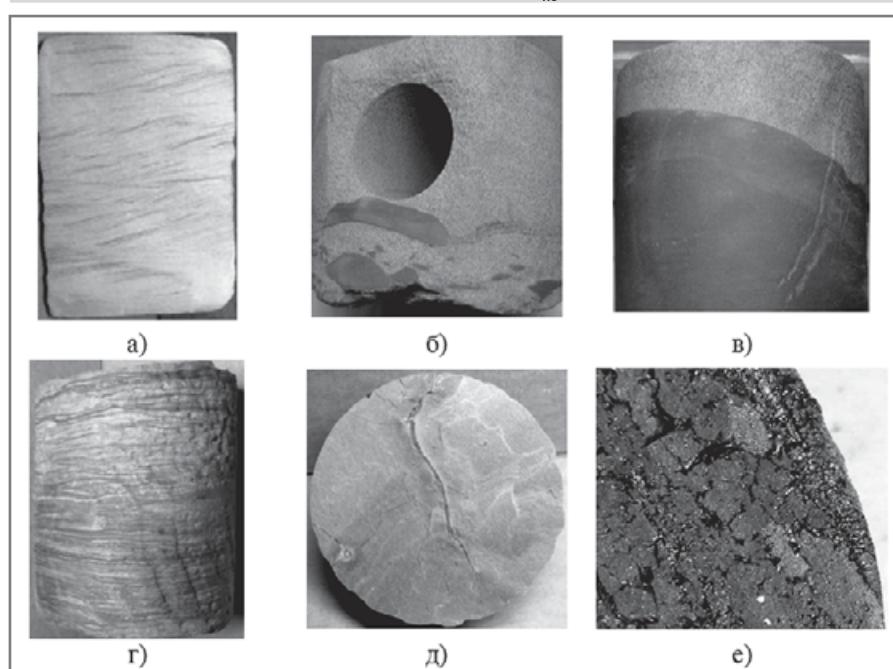


Рис. 2. Тектурно-структурные особенности песчаных и глинистых пород
а) серии косых односторонних слойков; б) интракласты глинистых пород;
в) резкий пологий контакт; г) мелкая пологоволнистая и линзовидная слоистость;
д) корневые остатки с псевдоморфозами пирита; е) обугленный обломок древесины.
Диаметр керна – 10 см.

редкая косоволнистая слоистость, представленная сериями одинаково ориентированных слоек с пологими углами наклона, образование которых возможно при падении скорости течения и увеличении влияния волновых процессов.

Состав и морфологические признаки, перекрывающей песчаный пласт, глинистой толщи указывают на спокойную, относительно стабильную гидродинамическую обстановку, благоприятную для развития морской фауны (раковинный детрит,

следы жизнедеятельности илоедов). Наличие в разрезе вишневоокрашенных глин и растительных остатков свидетельствуют о близости береговой линии. Характерно повышенное содержание в породах карбоната кальция, физико-химическое выпадение которого из растворов связано с повышением его концентрации, возникающей в результате смешивания пресных вод с солеными в обстановке теплого климата и щелочной среды [8].

В целом, анализ строения разрезов и

характер распределения песчаников по площади показали, что формирование циклита B_{12}^1 происходило в условиях относительного повышения уровня моря, обусловившего трансгрессивную направленность состава пород по вертикали.

Для диагностики обстановок седиментации также применялись количественный гранулометрический и минералогический анализы песчаных пород в шлифах. Размер и форма частиц, слагающих породу, их сортировка и другие структурные признаки зависят от условий формирования осадка и вместе с другими генетическими признаками помогают в определении фаций. Для палеодинамических реконструкций использовалась динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова «асимметрия-эксцесс», построенная на принципе различной по интенсивности механической дифференциации песчано-алевритовых частиц в различных фациальных условиях. Методика расчета и построения описана в работах [9, 10].

По гранулометрическому составу песчаники группы пластов B_{12} являются мелко- и среднезернистыми с примесью крупнозернистой фракции. Средний размер частиц колеблется в широких пределах от 0,13 до 0,27 мм. Положительные значения асимметрии указывают на относительно высокий динамический уровень среды седиментации. Большой положительный эксцесс отражает хорошую степень отсортированности осадка и означает, что скорость динамической переработки обломочного материала превышала скорость его привноса.

Распределение фигуративных точек на диаграмме Г.Ф. Рожкова (рис. 3) соответствует прибрежно-морским фациям, образованным в условиях выхода волн на мелководье. Фигуративные точки пласта B_{12}^1 больше тяготеют к полю V, а точки пласта B_{12}^2 – к границе полей V и VI, следовательно, на распределение песчаного осадка в первом случае существенную роль оказывали вдольбереговые течения и накат волн, а во втором – сильный на-кат волн.

По минералогическому составу песчаники кварц-полевошпатовые, с содержанием полевых шпатов 38-46 %, кварца 35-44 %, обломков пород 16-23 %, слюды 2-10 %. Зерна и обломки обычно хорошо окатаны, иногда до полного сглаживания углов и граней (рис. 4, а), что указывает на высокую степень переработки осадка.

Для описываемых пород характерно высокое содержание зерен кварца, значительная часть которых (до 40 %) регенерирована. Это обусловило широкое распространение инкорпорационно-регенерационных структур (рис. 4, б). Регенерации чаще подвергается не все зерно, а его отдельные участки. Новообразованные неровные и прерывистые каемки регенерации, иногда подчеркнуты нефтяным веществом. Регенерации также подвержены зерна полевых шпатов (рис. 4, в).

Обширную регенерацию кварца можно объяснить несколькими причинами. Так как в исследуемых песчаниках не наблюдался признаков достаточного

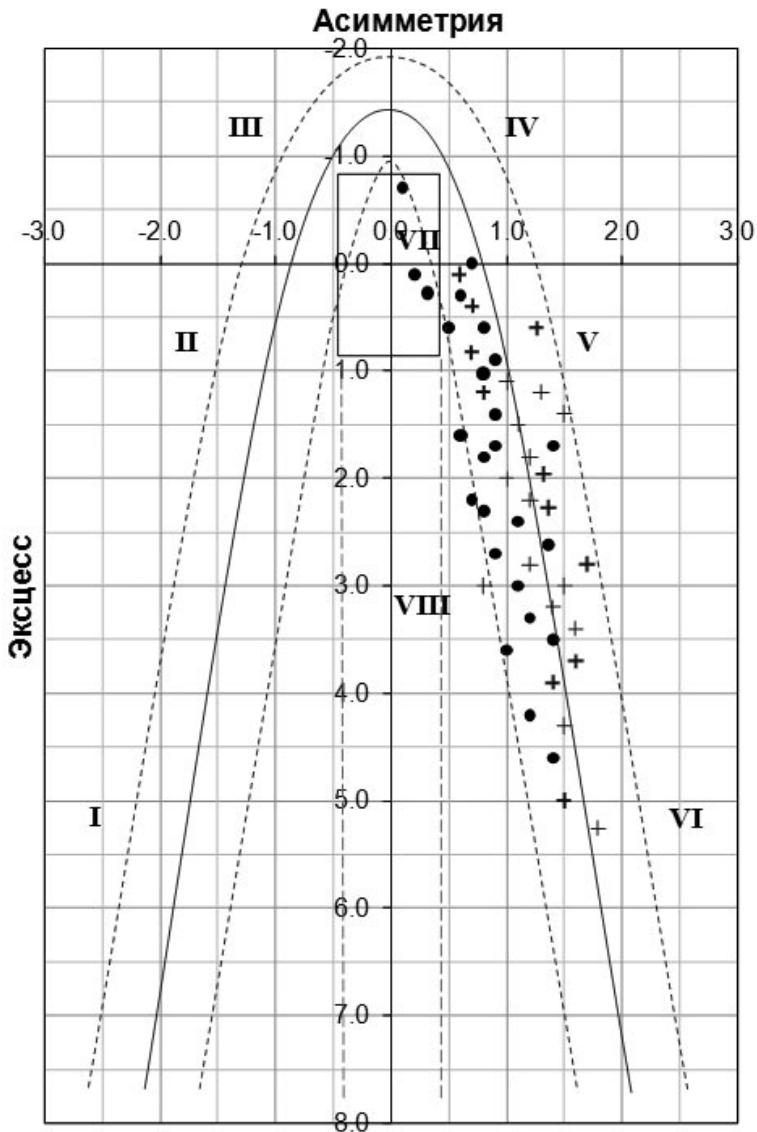


Рис. 3. Фигуративные точки песчаников пластов B_{12}^2 и B_{12}^1 на динамогенетической диаграмме Г.Ф. Рожкова

- + – фигуративные точки песчаников пласта B_{12}^2 ;
- – фигуративные точки песчаников пласта B_{12}^1

Поля на диаграмме Г.Ф. Рожкова: I – застойные условия седиментации на дне акваторий различных глубин. Морские фации; II – донные течения или мутьевые потоки. Морские фации. Гидромеханическое или физическое разрушение магматических пород, эрозия горных пород морского происхождения. Континентальные фации областей сноса, коры выветривания; III – слабые преимущественно речные течения. Континентальные речные фации; IV – сильные речные или вдольбереговые течения. Континентальные речные или прибрежно-морские фации; V – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн. Прибрежно-морские фации, континентальная микрофация пляжей больших равнинных рек; VI – выход волн на мелководье, сильный накат волн – верхняя половина участка, эоловая обработка песков морских пляжей – нижняя половина участка (микрофация береговых дюн). В целом фация побережья акваторий вблизи береговой черты; VII – эоловая переработка речных осадков–верхняя половина прямоугольника. Континентальная фация пустынь (континентальные дюны). Нижняя правая четверть прямоугольника – волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья. Прибрежно-морская фация; VIII – выход волн на мелководье, мощный накат-прибой. Скорость динамической пересортировки превышает скорость привноса обломочного материала. Прибрежная фация огромных открытых акваторий.

уплотнения и растворения зерен под давлением, то источником кремнезема могут быть массовые трансформации монтмориллонита в гидрослюду в чередующихся с песчаниками глинистых пластах. Кроме того, гидрослюдизация биотита порождает интенсивный вынос щелочей и, соответственно повышение щелочности интерстициональных растворов, что способствует частичному растворению зерен кварца и полевых шпатов. Миграция насыщенных растворов сопровождается регенерацией этих зерен [11].

Наряду с регенерацией имеют место процессы растворения и коррозии, которая отчетливо выражена на контакте между терригennыми зернами и аутогенным поровым кальцитом.

Вторичные изменения также проявляются, в серицитизации, пелитизации, эпидотизации полевых шпатов; окжелезнении, хлоритизации, лейкоксенитизации обломков эффузивов и кремнистых пород.

Слюдистые минералы представлены мусковитом и биотитом, часто гидратированным, в результате чего происходит ослабление или утрата плеохроизма. Кроме того, гидратация сопровождается расщеплением слюдистых полосок на волокнистые агрегаты, заполняющие промежутки между зернами (рис. 4, г).

Комплекс *аутогенных* минералов составляют кальцит, пирит, хлорит, в виде единичных зерен присутствуют глауконит и лейкоксен. Кальцит нередко образует псевдоморфозы по полевым шпатам, корродирует зерна и обломки, проникает в них по трещинкам спайности. Пирит встречается в виде мелких глобулей, кристаллов гексаэдрической и октаэдрической формы, стяжений и псевдоморфоз по органическим остаткам.

В некоторых шлифах слюдистые полоски вместе с пиритом и растительными остатками образуют микрослоистость.

В породах отмечается повышенное содержание аксессорных минералов – эпидота, цоизита, сфена, циркона, встречающихся в виде довольно крупных кристаллов, присутствуют также титанистые минералы, гранаты и роговая обманка.

Глинистый цемент составляет от 3 до 9 %, состав и тип его преимущественно хлорит-гидрослюдистый и гидрослюдисто-хлоритовый пленоночно-поровый, реже хлоритовый крустикационный. Единичные поры заполнены каолинитом, что косвенно указывает на непосредственную близость береговой линии. Кальцитовый поровый цемент встречается практически повсеместно в количестве 1-3 %, в отдельных шлифах он образует базально-поровый тип цементации, при этом его содержание увеличивается до 18 %.

Органические остатки встречаются в виде единичных кальцитизированных обломков раковин, а также гелефицированной растительной органики, нередко с псевдоморфозами пирита.

Пустотное пространство сформировано в основном остаточными седиментационными межзерновыми порами изометричной формы. Кроме того, присутствуют поры выщелачивания,

образующиеся, как правило, при растворении полевых шпатов по трещинам спайности и неустойчивых компонентов в обломках эффузивов и кремнистых пород. Несмотря на то, что процессы выщелачивания имеют ограниченное распространение, они играют важную положительную роль в формировании пустотного пространства – способствуют разуплотнению песчано-алевритовых пород, образованию новых вторичных пустот, увеличению степени сообщаемости первичных межзерновых пор. В целом, согласно лабораторным определениям фильтрационно-емкостных свойств и по результатам подсчета пустотного пространства в шлифах, песчаники пластов B_{12}^1 и B_{12}^2 характеризуются высокими значениями пористости (в среднем 19,2 %) и проницаемости (в среднем 96,5 мД).

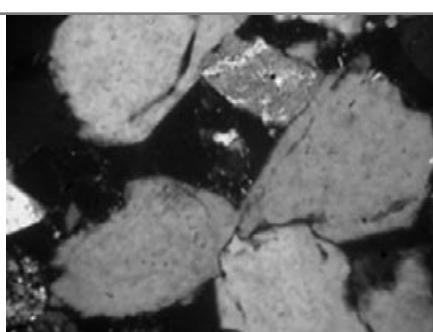
Кроме песчаных, изучались также и глинистые породы. Согласно проведенным

микроскопическим исследованиям, они имеют хлорит-гидрослюдистый состав и содержат примесь обломочных зерен алевритовой и песчаной размерности. Местами породы окрашены в рыже-бурые тона, что обусловлено наличием гидроксидов железа, которые, вероятно, вынеслись с континента и отлагались вблизи береговой линии.

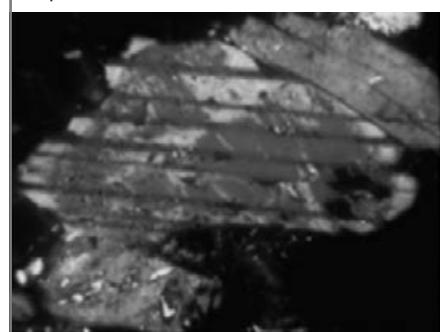
Часто наблюдается микрослоистость, обусловленная послойным распределением тонких полосок слюды, растительных остатков и пирита. Слюды, как правило, сильно гидратированы и хлоритизированы. Пирит распространен по всем площадям шлифа в виде мелких глобулей, иногда образуя целые скопления. Растительная органика плохой сохранности, часто пиритизирована. Встречаются фосфатизированные и кальцитизированные остатки морской фауны, в т.ч. раковины остракод, ихтиофауна (рис. 4, д, е).



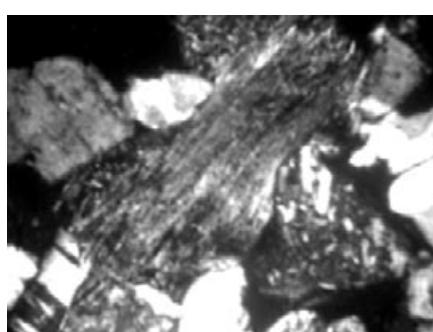
(а) Соболиная 181, гл. 2136,8; пласт B_{12}^1 ; 2 ник. Кп = 24,6 %; Кпр = 983,0 мД.
Хорошо окатанные зерна полевых шпатов. Поровый кальцитовый цемент.



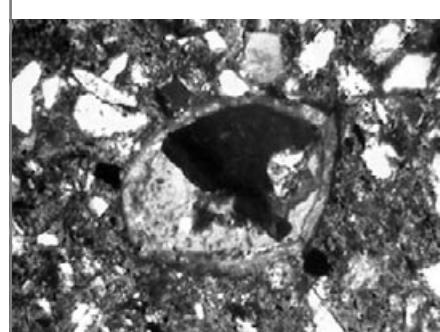
(б) Соболиная 181, гл. 2136,95; пласт B_{12}^1 ; 2 ник. Кп = 22,9 %; Кпр = 493,2 мД.
Массовая регенерация зерен кварца. Поровый кальцитовый цемент.



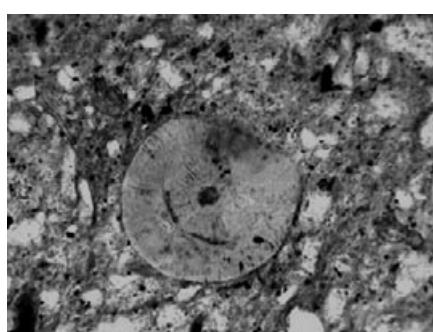
(в) Соболиная 181, гл. 2145,5; пласт B_{12}^2 ; 2 ник. Кп = 24,1 %; Кпр = 360,6 мД.
Альбитовая кайма регенерации и пятнистая альбитизация плаутиклаза.



(г) Гураринская 13, гл. 2190,8 пласт B_{12}^1 ; 2 ник. Кп = 23,2 %; Кпр = 182,6 мД
Расщепление биотита на волокна.



(д) Соболиная 181, гл. 2133,2; 2 ник.
Кальцитизированный остаток раковины остракоды



(е) Соболиная 213, гл. 2261,7; 1 ник.
Фосфатизированный остаток ихтиофауны с радиально-лучистым строением.

Рис. 4. Особенности минералогического состава пород пластов B_{12}^2 и B_{12}^1

Таким образом, в ходе палеогеографических реконструкций выявлены закономерности распространения песчаных пород-коллекторов, формирование которых происходило в прибрежно-морской обстановке, в условиях вдольбереговых баров, барьерных островов и промоин разрывных течений.

Особенности гранулометрического и минералогического состава песчаников свидетельствуют о том, что накопление песчаного материала осуществлялось в условиях высокой динамики среды седиментации, в которой происходило осаждение относительно крупнозернистого осадка с повышенным содержанием минералов тяжелых фракций. В результате длительной переработки терригенного материала, обусловленной преимущественно возвратно-поступательными движениями водной среды, обломочные частицы приобрели хорошую сортировку и окатанность. Многократные перемыв и переотложение обломков, привели к разрушению неустойчивых минералов и обогащению отложений зернами устойчивых минералов. Стабильный гидродинамический режим обусловил однородный состав песчаных пластов, и относительно равномерное распределение пустотного пространства и цементирующего вещества.

В пределах изучаемой территории области аккумуляции оказались приуроченными к структурам третьего порядка, ориентированным субмеридионально. В связи с этим при планировании мероприятий по доразведке и дальнейшей разра-

ботке месторождения представляют интерес мало изученные бурением участки: северо-западный, южный, а также зона сочленения Гураринского и Соболиного поднятий (район скважин 28 и 214).

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-меловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
- Брылина Н.А. Геологическое районирование неокомского клиноформного комплекса на территории Томской области / Перспективы обеспечения сырьевыми ресурсами топливно-энергетического комплекса Томской области: Сб. науч. тр. СНИИГиМС. – Новосибирск, 1997. – С. 53-65.
- Брылина Н.А. Неоком – резервный объект прироста запасов УВ на северо-востоке Томской области // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы научно-практической конференции. – Новосибирск: СНИИГиМС, 2004. С. 25-29.
- Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа. – 1988. – № 10. – С. 9-14.
- Славкин В.С., Копилевич Е.А., Шик Н.С., Гусейнов А.А. Стратегия поиска нефтяных залежей в нижнемеловых отложениях Томской области // Геология нефти и газа, 2001. – № 5. – С. 6-12.
- Гураи Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): Монография. – Новосибирск: СНИИГиМС, 2003. – 141 с.
- Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
- Гмид Л.П. Литологические аспекты изучения карбонатных пород коллекторов // Нефтегазопромысловая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал, 2006. – Т.1. – <http://www.ngtp.ru/rub/8/07.pdf>.
- Рожков Г.Ф. Геологическая интерпретация гранулометрических параметров по данным дробного ситового анализа // Гранулометрический анализ в геологии. – М.: Недра, 1978. – С. 5-25.
- Методы палеонтологических реконструкций (при поисках нефти и газа) / Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л., Окнова Н.С., Рожков Г.Ф. – Л.: Недра, 1984. – 271 с.
- Япаскурт О.В. Генетическая минералогия и стадиальный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования. Учебное пособие – М.: ЭСЛАН, 2008. – 356 с.



ТЕХН ПАРК
ОАО ТОМСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ДЕЛОВОЙ ЦЕНТР

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

**6-8 ИЮНЯ
2012 года**

13-я специализированная выставка-конгресс
с международным участием в рамках
**8-го Сибирского Форума
недропользователей
и предприятий ТЭК**

**НЕФТЬ. ГАЗ.
ГЕОЛОГИЯ**

СОВРЕМЕННЫЕ ПРИБОРЫ ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ДАВЛЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Ю.В. МУЛЁВ

генеральный директор ООО НПО «ЮМАС»

Москва
info@jumas.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

приборы измерения, манометры, отечественное производство

Большое количество компаний, предлагающих манометрические приборы на отечественном рынке, не определяет качество этих приборов и, особенно, их технический уровень. Большинство этих поставщиков, представляющих в том или ином виде азиатских производителей, демпинговыми действиями приводят к сокращению программ развития новой техники на отечественных производственных предприятиях. Соответственно развитие отечественного приборостроения, активизация новых разработок, привлечение лучших представителей отечественной инженерной мысли для создания приборов, отвечающих нынешним и будущим требованиям отечественной промышленности, являются первостепенными задачами российских предприятий.

В настоящей статье представлены разработки, получившие в последнее время на отечественном рынке наибольшее признание потребителей. Эти разработки отличаются существенной новизной в функциональности и приемлемыми ценовыми характеристиками.

ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫЕ (сигнализирующие) манометрические приборы (ЭКМ) в традиционном исполнении отмечаются следующими недостатками: подгорания или залипания контактов, ложные срабатывания при незначительных вибрациях и др.

Новым направлением в электроконтактных манометрических приборах являются ЭКМы, базирующиеся на функционально-расширенном трибо-секторном механизме с механическими микропереключателями. На одной основной секторной оси дополнительно монтируются два сектора со своими автономными трибками. На этих трибках устанавливаются соответствующие сигнализирующие стрелки. Секторная ось через систему кулачков соединена с рычагами механических микровыключателей. Таким образом, изменение давления и, соответственно, перемещение основного сектора передается на электрическую схему. Применение таких механизмов в приборах контроля давления обеспечивает высокую разрывную мощность (до 1,5 кВт) и как подтвердили многолетние промышленные испытания, устойчивость функционирования электроконтактной группы при значительных вибрационных нагрузках, надежность и технологичность применения в нормальных режимах работы технологического оборудования.

Промышленное исполнение ЭКМов: корпуса из крашеной углеродистой или нержавеющей стали (с диаметрами корпусов 100 и 160 мм), держатель, чувствительный элемент – медный сплав или нержавеющая сталь, механизм – медный сплав.

Защита от несанкционированного доступа к уставкам обеспечена размещением механизма перевода стрелок на циферблате под стеклом прибора. Опломбирование обечайки с корпусом прибора исключает бесконтрольность вмешательства в систему управления.

Исполнение для повышенных вибрационных внешних воздействий, а также пульсации среды – заполнение герметичного корпуса из нержавеющей стали вязкой жидкостью (рис.1а). Причем, жидкость должна иметь строго определенный химический состав с параметрами, обеспечивающими гарантированное функционирование. В противном случае, как показали проведенные нами исследования, в зазорах электрических контактов возможны сгорания находящегося там вещества, появление продуктов таких сгораний, которые могут приводить, соответственно, к нарушениям функционирования устройств. Также следует отметить, что вязкая жидкость не только снижает «дергание» конца чувствительного элемента, но также является смазывающей средой для цапф и зубчатых зацеплений механизма, тем самым существенно увеличивая ресурс его работы. Это подтвердили многолетние промышленные исследования и испытания наших приборов.

Применение плоской мембранны в качестве чувствительного элемента позволило существенно увеличить тяговые усилия и на основе механизма с микропереключателями производить ЭКМ для малых давлений (от 2,5 кПа) (рис.1б). Причем в данной конструкции требуемые тяговые усилия для функционирования электроконтактной группы по сравнению с механическими контактами существенно снижены, что позволяет повышать точность работы измерительной части прибора и его уставок. Сейчас погрешность типовых производимых ЭКМов 1,5/4 (измерительная часть/срабатывание электроконтактной группы). Проводятся работы над снижением этих погрешностей.

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ЭКМы в корпусе из алюминиевого сплава (рис.1в) и нержавеющей стали (рис.1д) обеспечивают взрывозащиту в оболочке и маркированы соответственно 1ExdIIIBT4 и РВ ExdI/1ExdIIIBT4. Соединение корпуса и обечайки крупнорезьбовое с контрящим винтом. Отсутствие фланцевого соединения существенно уменьшает габариты и вес прибора. В конструкции предусмотрена установка электроводов под различные подводящие кабели и широкий

набор резьб под присоединительные линии измеряемой среды.

Изготовление держателя и чувствительного элемента из специальных нержавеющих сталей обеспечивает контроль и измерение давления агрессивных сред.

Готовятся к производству конструкции взрывозащищенных манометрических приборов с заполнением внутренней полости корпуса вязкой жидкостью, что может обеспечить работу таких приборов в условиях пульсаций измеряемой среды, существенных внешних вибрационных воздействий, так и дополнительной степенью взрывозащиты, отслеживаемой по наличию жидкой фазы в заполнении.

Таким образом, используя стандартные механические микропереключатели по прямому своему назначению, унифицированные трибо-секторные механизмы расширяют свой функционал и обеспечивают новое направление в приборах измерения и контроля давления. Хотя нужно признать, что подобные механические переключатели на протяжении уже ряда лет нашли широкое внедрение в различных конструкциях реле по давлению.

ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ МАЛЫХ ДАВЛЕНИЙ (напоромеры, тягонапоромеры, тягомеры) базируются на мембранный коробке с плоским трибо-секторным механизмом (рис.2).

Шариковая опора рычага сектора механизма опирается на полированный центр мембранны. Его перемещение приводит к изменению положения рычага, который через сектор это перемещение преобразовывает во вращательное перемещение триби и, соответственно, круговое перемещение стрелки (270°). Устранение не столь в манометрических конструкциях совершенных рычажных систем обеспечивает новый этап развития в механических измерениях малых давлений.

Компактность конструкции, предопределяет высокую точность изготовления деталей. Достаточно высокие затраты на изготовление высокоточных узлов компенсируются, в результате, снижением металлоемкости, точностью производимых приборов. В настоящее время ►

на рынок поставляются напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры с трибко-секторным передаточным механизмом с классом точности 1,5 и 1,0. Однако эти конструкции были положены в основу работ над приборами с классом точности 0,6; 0,4 и 0,25, которые готовятся к производству.

Еще одним преимуществом предложенной рынку конструкции является возможность производства коррозионностойкого исполнения приборов для измерения малых давлений. В этих приборах все комплектующие части, включая держатель, мембранный коробку, в отдельных случаях и механизм изготавливаются из нержавеющей стали, что открывает возможность их эксплуатации в условиях агрессивной окружающей среды.

ЭТАЛОННЫЕ (образцовые) манометрические приборы, вплоть до класса точности 0,25, имеют именованную шкалу, исключающую необходи́мость сношения измеряемого давления с условными единицами. Прямая шкала отсчета показаний эталонных манометров обеспечена гарантированностью технических характеристик чувствительных элементов. Использование в механизмах эталонных манометров каменных опор обеспечивают малые коэффициенты трений и, соответственно, не требуют высоких тяговых усилий чувствительного элемента. Классы точности 0,4 и 0,25 при диапазоне давлений от -0,1 до 60 МПа в корпусах 250, 160 и даже отдельные приборы в 100 мм.

Приборы эталонные производятся с корректором нуля и без оного. На рынке представлены приборы с двумя типами корректирующего устройства: корректор смонтированный в комплекте с гильзой указательной стрелки прибора и корректор, выполненный в виде кулака, перемещающего верхнюю плату передаточного механизма (поданы заявки на получение патентов). Установка одного из корректоров определяется ценовыми параметрами и задается заказчиком.

На рынке уже предлагаются эталонные манометрические устройства с наполнением внутренней полости корпуса вязкой жидкостью, что позволяет использовать эти приборы для проведения высокоточных измерений с определенной внешней вибрацией и пульсацией измеряемой среды.

Новым направлением в манометрии эталонных приборов является изготовление манометров класса точности 0,15 в корпусе 160 мм, а также класса точности 0,4 в корпусе 100 мм. Возможно это не вызовет широкого отклика в метрологических службах, использующих подобные приборы в качестве эталонов для поверки рабочих средств, но положительный отклик от потребителей, занимающихся высокоточными измерениями уже имеется.

Новым в отечественной эталонной манометрии является производство манометрических приборов с классом точности 0,4 и 0,25 для малых давлений (килопаскальный диапазон). На рынке появились такие конструкции, что существенно упростило проведение поверок рабочих напорометров. ■

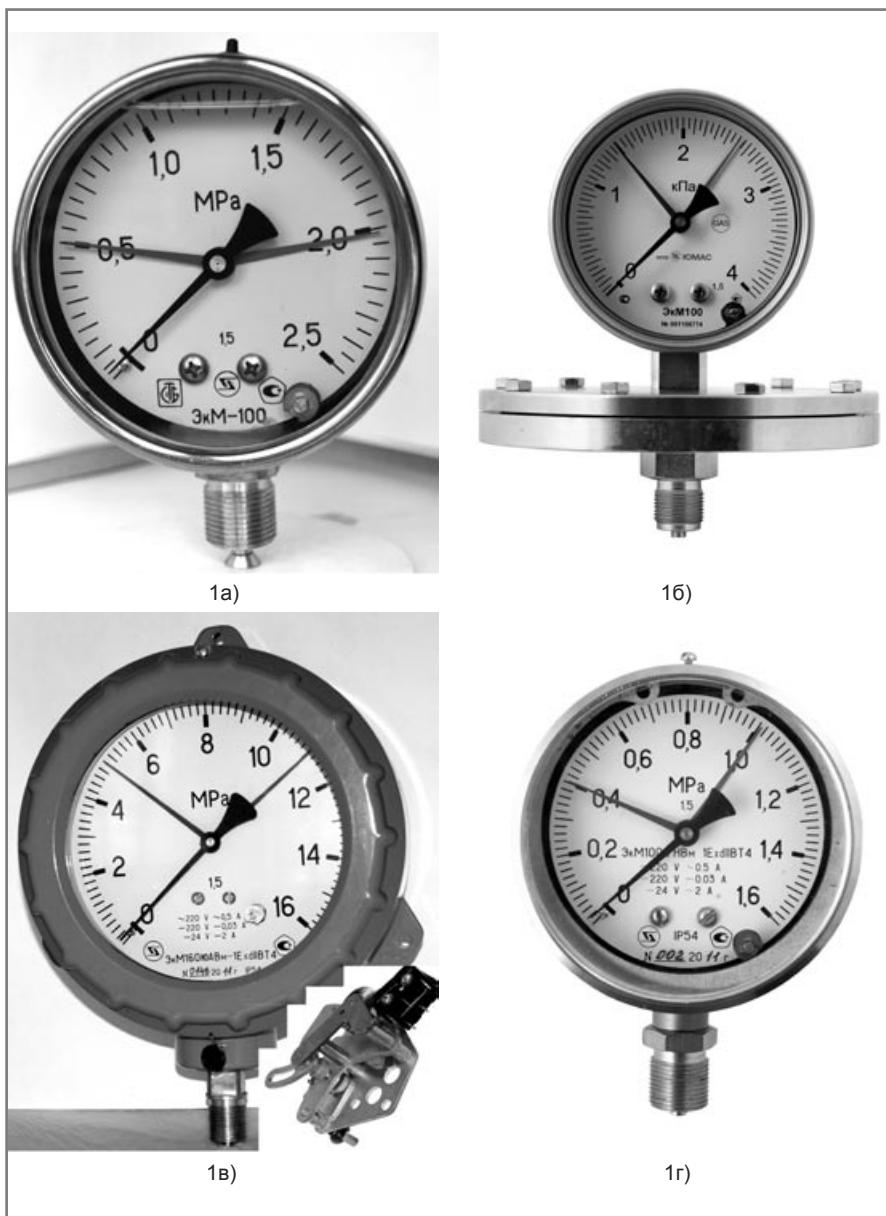


Рис.1. Электроконтактные (сигнализирующие) манометры на основе микровыключателей:
1а – виброустойчивое жидкоконаполненное исполнение;
1б – для малых давлений;
1в – взрывозащищенное исполнение в корпусе алюминиевого сплава
с видом механизма с микровыключателями;
1г – корпусе из нержавеющей стали;



Рис.2. Вид тягонапоромера с мембранным блоком и плоским трибко-секторным передаточным механизмом.



Рис.3. Вид эталонного манометра с узлом корректора нуля.



МАНОМЕТРЫ

1,5 1,0 0,6 0,4 0,25 0,15%

показывающие {

- эталонные (образцовые)
- виброустойчивые жидкно-наполненные
- коррозионно-стойкие
- для малых давлений (напоромеры)
- общетехнические и др.

} электроконтактные (сигнализирующие)

**ДЕМПФЕРНЫЕ
УСТРОЙСТВА
ДУ
РАЗДЕЛИТЕЛИ
РМ
РС**



ТЕРМОМЕТРЫ
БИМЕТРАЛЛИЧЕСКИЕ
ТБП
КЛАПАНЫ
КЗИ
КЗИМ
и многое другое

121522, Москва,
Ярцевская ул., 29, корп. 2
e-mail: info@jumas.ru
www.jumas.ru

Тел. +7(495) 730-20-20 (м/к),
+7(499) 726-30-04/05/06
Факс: +7 (499) 141-67-02



ОАО «Теплоконтроль»

215500, Смоленская обл.,
г. Сафоново, ул. Ленинградская, д. 18
Тел./факс: (48142) 2-84-11, 4-25-26
info@tcontrol.ru

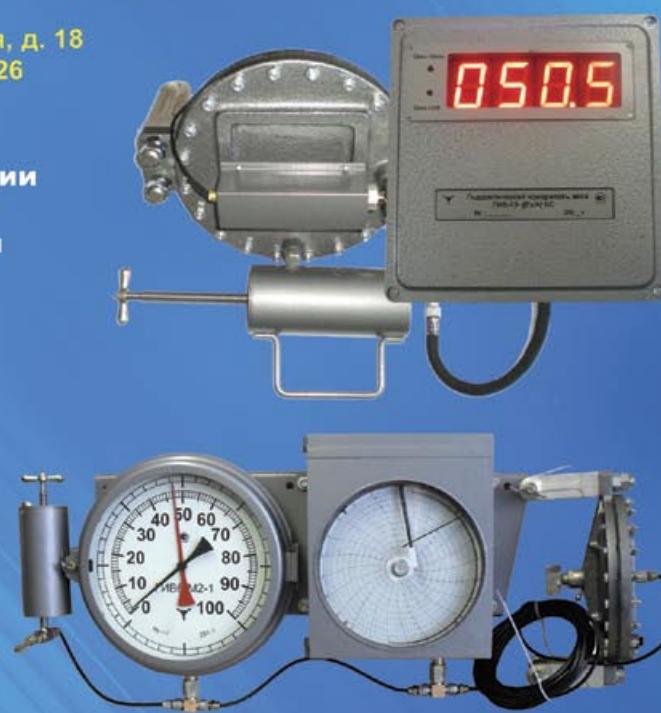
Предназначены для измерения и регистрации усилий натяжения неподвижного конца талевого каната при бурении и капитальном ремонте скважин.

Гидравлический измеритель веса ГИВ-13

- энергонезависимая память
- сигнализация о предельных нагрузках
- отключение лебедки при перегрузке
- возможность передачи данных на ПК

Гидравлический индикатор веса ГИВ6-М2

- 7 модификаций
- высокая надежность
- высокая ремонтопригодность



www.tcontrol.ru

Промышленное оборудование



Официальный представитель
KOBOLD
SEETRU
FUJI ELECTRIC
NIVELCO



Расход



Вихревой расходомер DVH-R

Электромагнитный расходомер DMH-R

Массовые кориолисовые расходомеры TM-R/TMU-R

Цельнометаллический ротаметр BGN-R

Пластиковые и стеклянные ротаметры KSM-R/KFR-R/KDF-R



Давление



Датчик дифференциального давления PAD-R

Датчик давления с выносной диафрагмой PAS-R

Малогабаритные датчики давления (тонкопленочные, пьезорезистивные, с керамической ячейкой) SEN-R

Манометры MAN-R

Переносные датчики давления с интегрированным/внешним сенсором. HND-R



Уровень



Плавковые датчики-реле уровня NGS-R/NKP-R/RFS-R

Буйковый датчик уровня BA-R

Вибрационные датчики уровня NWS-R/NSV-R/NVI-R

Байпасные роликовые уровнемеры NBK-R

Плавковые уровнемеры NM-R/NMT-R

Емкостные датчики уровня LNZ-R/NCW-R/NTS-R

Промышленное оборудование



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



Температура



Переносной термометр **HND-R**



Электронное реле температуры **TDD-R**



Термометры **DTM-R/TNF-R/TNS-R**



Погружные термопары **TTM-R/TTL-R/TTD-R**



Спиртовые термометры **TGK-R/TGL-R**



Термометры сопротивления **LTS-R/TWD-R/TWN-R**



Функциональная аппаратура



Универсальные индикаторы **ADI-R**



Дозаторы **ADI-R/DAG-R**



Самописец **KLS-R**



Счетчики **ZEC-R/ZBS-R**



Шифраторы вращения **ZDA-R/ZDI-R**



Промышленный обогрев



Обогреватели для КИПиА ОУр, ОУр-ПЛ, ОНП, обогреватели типа «ОША-Р»



Металлические и стеклопластиковые шкафы **RizurBox**



Утепляющие чехлы любых размеров по чертежам заказчика

тел.: (4912) 92-51-51 **WWW.RIZUR.RU**

ВСЕГДА НА УРОВНЕ



ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

СИГНАЛИЗАТОРЫ

УРОВНEMЕРЫ

СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

Курская АЭС, Ленинградская АЭС, Смоленская АЭС,
Балковская АЭС, Нововоронежская АЭС,
Бушерская АЭС (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия)

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ



АКСОН - 100

Микропроцессорный преобразователь давления Аксон - 100 осуществляет непрерывное преобразование значения измеряемого параметра - давления абсолютного, избыточного, разрежения, давления-разрежения, гидростатического и разности давлений нейтральных и агрессивных сред в цифровой сигнал, передаваемый по радиоканалу.



САПФИР 22МР-К

Многопараметрический преобразователь Сапфир 22МР - К предназначен для непрерывного преобразования в числовое значение входных параметров: дифференциального, избыточного давления, сигнала температуры, представленного сигналом 4-20 мА на входе прибора, для последующего вычисления результатов косвенного измерения уровня измеряемой воды в барабане котла, расхода на потоке текучей среды.



**САПФИР 22МР
(HART)**

Преобразователь предназначен для непрерывного преобразования значения измеряемого параметра - давления абсолютного, избыточного, разрежения, давления-разрежения, гидростатического и разности давлений нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал, цифровой сигнал по линии связи с поддержкой HART-протокола.

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ



**РОС 101, 102,
200, 301**

Предназначены для контроля одного или двух уровней электропроводных и неэлектропроводных жидкых, твердых сред, сжиженных газов, зерна, а также раздела сред с резко отличающимися диэлектрическими проницаемостями, вода - светлые нефтепродукты.

Микропроцессорный датчик-реле уровня РОС 200 - в моноблочном исполнении.



**УЗС 107, 207,
300, 400**

Сигнализаторы УЗС предназначены для контроля от одного уровня до четырех уровней в одном технологическом проеме. Сигнализаторы обеспечивают два вида сигнализации на каждую точку контроля: наличие (Н) или отсутствие (О) контролируемой среды.



УЗР - 1

Прибор предназначен для контроля верхнего и нижнего уровня пресной воды с хромпиком, масел, жидкости охлаждающей низкозамерзающей, дизельного топлива.



**УЗС - 500,
600**

Сигнализаторы с автономным источником питания предназначены для контроля одного или двух предельных положений уровня некипящих жидких сред в различных технологических резервуарах и хранилищах в стационарных и корабельных условиях, а также на подвижных объектах типа авто- и железнодорожных цистерн.

УРОВНЕМЕРЫ



САПФИР 22Р ДУ

Преобразователи Сапфир - 22 Ду предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами, в том числе, со взрывоопасными условиями производства.



ПИУП

Преобразователь предназначен для контроля уровня жидкости или уровня раздела двух несмешивающихся жидкостей в системах автоматического контроля технологических процессов с повышенными требованиями к пожаробезопасности.



РИС 121

Датчики-индикаторы уровня РИС 121 предназначены для непрерывного контроля уровня жидких и твердых (сыпучих) сред, а также сигнализации достижения предельных уровней контролируемой среды в двух заданных точках.

г. Рязань
www.teplopribor.ru

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ПОВЕРОЧНЫЕ УСТАНОВКИ

ДЛЯ ПОВЕРКИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ОБЪЕМНОГО И МАССОВОГО РАСХОДА, ВОДОСЧЕТЧИКОВ, ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ, ОБЪЕМНЫХ И МАССОВЫХ РАСХОДОМЕРОВ-СЧЕТЧИКОВ ЖИДКОСТИ

ООО «Торговый Дом «Гидродинамика» представляет собой организацию, созданную в 2010 году для обеспечения поставок и сервисного обслуживания поверочных установок для поверки водосчетчиков, теплосчетчиков, объемных и массовых расходомеров-счетчиков жидкости, трубопоршневых установок и автоцистерн.

Создание организации явилось результатом оптимизации производственной и финансовой деятельности ООО «ОКБ «Гидродинамика». Непосредственным разработчиком и производителем продукции является ООО «Производственная фирма «Гидродинамика».

Несмотря на изменения организационных форм и появление новых структур, неизменным остался коллектив опытных, грамотных специалистов и рабочих, а также те принципы, которые были в основе производственной деятельности на предыдущих этапах ее развития.

В основу технической политики предприятия былложен принцип максимального удовлетворения запросов заказчиков.

В совокупности с огромным опытом работы наших специалистов такой подход обеспечил качество продукции, выпускаемой предприятием, и доверие специалистов, которые занимаются эксплуатацией поверочного оборудования при производстве приборов учета, их настройке, ремонте, калибровке и поверке. Подтверждением этого является тот факт, что более 25 учреждений Ростехрегулирования (центры стандартизации и метрологии) используют наши установки в своей основной поверочной деятельности, а некоторые из них имеют по две установки (Ростест (Москва), Красноярский ЦСМ).

Общие технические характеристики поверочных установок

- Выпускаемые установки имеют



Наименьший расход, Q_{min} , м³/ч – 0,02

Переходный расход, Qt , м³/ч – 0,12

Наибольший расход, Q_{max} , м³/ч – 5,0

Рабочее давление, МПа, не более – 0,63

Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерении объема в диапазоне расхода от Q_{min} до Qt – ±0,5

Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерении объема в диапазоне расхода от Qt до Q_{max} – ±0,33

Диаметры условных проходов поверяемых счетчиков, мм – 10, 15, 20

Масса установки, не более, кг – 12

Количество одновременно поверяемых счетчиков, не более – 1

Напряжение питания постоянного тока, В – 6

Потребляемая мощность, ВА, не более – 2,0

Габаритные размеры установки, мм, не более – 462 x 340 x 170

УПСЖ З ПМ

возможность измерения объема (массы) эталонными расходомерами-счетчиками и/или весовыми устройствами, что позволяет проводить поверку собственных эталонных расходомеров без их демонтажа, а также проводить поверку приборов с пределом относительной погрешности от + 0,1 %;

- Установки позволяют проводить поверку практически всех типов рабочих приборов;

• Доля ручного труда при проведении поверки на установке сведена до минимума, управление установкой полностью автоматизированное;

• При изготовлении установок используются комплектующих от лучших мировых производителей (насосы, частотные преобразователи, пневматика, эталонные расходомеры, запорная арматура);

• Установки разрабатываются и изготавливаются с максимальным учетом потребностей заказчиков, в том числе обеспечивается «привязка» к помещению, в котором предполагается эксплуатация установки.

• Выпускаемые установки обеспечивают воспроизведение расхода в различных диапазонах, при этом максимальное значение расхода в зависимости от типа установки находится в пределах 30, 50, 100, 150, 200, 400, 600, 1000 м³/ч (в стадии проработки находятся установки с максимальным значением

Установки поверочные переносные УПСЖ З ПМ предназначены для поверки счетчиков холодной и горячей воды с диаметром условного прохода 10, 15 и 20 мм на месте эксплуатации без их демонтажа с трубопровода.

Установки УПСЖ З ПМ производятся в Российской Федерации, внесены в Государственный Реестр средств измерений РФ и Республики Казахстан и имеют

воспроизводимого расхода 1500-2500 м³/ч);

- Установки разрабатываются с учетом существующего у Заказчика парка приборов и позволяют проводить поверку объемных и массовых приборов учета жидкости; при наличии дополнительных требований – поверку автоцистерн, трубопоршневых установок;
- В базовом исполнении установки позволяют проводить одновременную поверку до 4-8 приборов, при наличии дополнительных требований – до 40;
- Разработана установка для поверки ротаметров предназначенных для измерения расхода жидкости.

Перспективные направления

- Разработка и выпуск поверочных установок с улучшенными метрологическими характеристиками в части эталонных расходомеров с погрешностью не более +0,1 % по массе и +0,15 % по объему, использование весового метода определения массы (объема) на расходах 1000 и более м³/ч с погрешностью + 0,015 %);
- Разработка и выпуск поверочных установок, использующих в качестве рабочей среды жидкость с переменной кинематической вязкостью в диапазоне от 1 до 50 сСт;
- Разработка и выпуск компактных стационарных поверочных установок с температурой рабочей среды до плюс (60 – 90) °C

знак утверждения типа.

Составные части установки располагаются в едином металлическом корпусе, помещенном в переносной чемодан, что обеспечивает удобную транспортировку и надлежащую защиту установки от внешних неблагоприятных воздействий. УПСЖ З ПМ могут работать в автоматическом или полуавтоматическом режимах.



Модификации УПСЖ	30	50	70	150	100	200	400	600
Диапазон воспроизводимых расходов, м ³ /ч	от 0,02 до 30	от 0,02 до 50	от 0,02 до 70	от 0,01 до 150	от 0,01 до 100	от 0,01 до 200	от 0,01 до 400	от 0,01 до 600
Пределы основной относительной погрешности установки при измерении объема весовым устройством, %, не более	± 0,2 ± 0,05	± 0,05	± 0,05	± 0,05	± 0,015, ± 0,002, ± 0,033, ± 0,05			
Пределы основной относительной погрешности установки при измерении объема эталонными расходомерами, %, не более	± 0,6 ± 0,25	± 0,25 ± 0,2	± 0,25 ± 0,2	± 0,25		± 0,15 ± 0,25		
Пределы основной относительной погрешности при измерении массы эталонными расходомерами, %, не более						± 0,1 ± 0,25		
Ду поверяемых приборов, мм, не более	от 15 до 50	от 15 до 50	от 15 до 50	от 15 до 150	от 15 до 100	от 15 до 150	от 15 до 200	от 15 до 300
Количество эталонных расходомеров, шт.	2	2	2	3	3	3	4 (5)	4 (5)
Количество одновременно поверяемых приборов, шт.	от 1 до 4	от 1 до 4	от 1 до 4	от 1 до 8	от 1 до 8	от 1 до 8	от 1 до 8	от 1 до 8
Потребляемая мощность, для давления раб. среды не более 0,4 МПа, кВт, не более	5,5	6	18,5	19	15	37	60	120
Габаритные размеры, м, не более	2 x 1,3 x 1,5	2,4 x 1,2 x 1,9	4 x 2 x 2,8	8,1 x 2,4 x 3,5	4,1 x 1,9 x 3,1	11 x 7,5 x 3,5	9,2 x 4,5 x 6	9,2 x 4,5 x 6



УПСЖ 30



УПСЖ 100



УПСЖ 50



УПСЖ 150



УПСЖ 200



УПСЖ 600



Выпускаемые поверочные установки
УПСЖ 100, УПСЖ 200
УПСЖ 400, УПСЖ 600
(всего 16 модификаций и 4 исполнения)
внесены в Госреестр СИ РФ № 43499-09
внесены в Госреестр СИ республики
Казахстан № KZ.02.03.03874-2011/43499-99

610035, Россия, Киров, ул.Базовая, д.3
т.ф.: +7 (8332) 703-459,
703-439, 703-789
www.gidrodinamika.com

ПОВЫШЕНИЕ КПД ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАТЧИКОВ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА НВМ

Бережное отношение к топливу для выработки электроэнергии приобретает всё большее значение, что ведёт к устойчивому росту требований к эффективности устройств его добычи и транспортировки.

Особенно высокие требования при этом предъявляются к компрессорным станциям распределительных сетей природного газа. Причиной этого являются сильные колебания давления вследствие большого числа мест ввода и мест отбора, а также возникающие при транспортировке газа перепады давления и изменения температуры. Для отслеживания и сглаживания этих колебаний давления служат компрессорные станции, которые должны потреблять для этого как можно меньше транспортируемого топлива.

Сжатие транспортируемого газа осуществляется с помощью компрессоров, приводимых в действие электромоторами либо питаемыми топливом непосредственно из трубопровода газовыми турбинами или газовыми двигателями. Причём эффективность этого процесса играет столь важную роль, что, как правило, и определяет принятие или отклонение соответствующего предложения.

Для достижения и доказательства эффективности необходимо контролировать и постоянно подгонять к все время меняющемуся режиму работы множество параметров. Одним из таких важнейших параметров является подводимая к газовому компрессору приводная мощность. Она является трудно определяемой величиной, прежде всего для газовых турбин и газовых моторов, поскольку зависит от целого ряда различных, сильно меняющихся в процессе работы параметров (например, и от качества используемого как топливо газа). Поэтому при эксплуатации установки обходятся, например, измерением определённых, обусловливаемых мощностью параметров (температуры, давления и т. д.) и их возможно более точной подгонкой к значениям, заранее определённым с помощью моделирования различных рабочих состояний.

Приводная мощность является произведением числа оборотов трансмиссии и прилагаемого к ней вращающего момента. Точное измерение числа оборотов проблемы не представляет, эту величину можно рассматривать как заданную. Для измерения

крутящего момента существуют различные решения, требующие более детального рассмотрения. Общим для всех решений является то, что они основываются на возникающем при приложении вращающего момента закручивании, т. е. на упругой деформации трансмиссии. Существенное же различие состоит в способе определения измеряемой величины крутящего момента:

(A) Измерение связанной с крутящим моментом величины (например, угла кручения или деформации на поверхности) и последующий расчёт (косвенный метод). Отклонения учитываемых при этом параметров (например, материала и геометрии трансмиссии) приводят к относительно высокой погрешности измерений величины крутящего момента. Этот метод выбирают преимущественно тогда, когда уже имеющаяся силовая установка дооборудуется системой измерения крутящего момента при сохранении существующей трансмиссии.

(B) Измерение с помощью откалиброванного по величине крутящего момента элемента трансмиссии (прямой метод). Этот элемент пошагово нагружается определёнными крутящими моментами в калибровочной установке, соответствующие выходные сигналы замеряются и заносятся в калибровочный сертификат. Этот метод позволяет достичь очень малых погрешностей измерения. Прежде всего, он предлагается для проектов, в которых этот метод измерения крутящего момента может быть предусмотрен уже при проектировании устройства.

Для конструирования требуемых методом (B) измерительных элементов трансмиссии имеются две возможности:

(B1) Имеющийся элемент трансмиссии переделывается в узел измерения крутящего момента. Для этого, к примеру, на узел могут наклеиваться тензометрические датчики, соединяемые в измерительный мостик. Питание измерительного мостика, как и измерительный сигнал, передаются бесконтактной телеметрической системой со статора на вращающуюся деталь или наоборот. Калибровка узла может быть произведена на установке, однако она может быть отягощена трудностями сложного и дорогостоящего ввода нагрузки в данных конкретных

условиях. В качестве альтернативы узел может быть откалиброван в оптимальных условиях в калибровочной лаборатории. В зависимости от качества калибровочного устройства может быть достигнута очень высокая точность. Такая калибровка требует, прежде всего, дорогостоящих монтажных деталей для встраивания тарируемого узла в калибровочную установку. Это осложняется тем, что, например, из-за размеров узла могут возникнуть трудности с поиском подходящей калибровочной установки.

(B2) Описанные трудности можно обойти относительно простым способом, предусматривая измерение крутящего момента в трансмиссии уже при проектировании установки. Для этого требуется узел, который может быть непосредственно встроен в трансмиссию и вращается вместе с ней либо сам выполняет функцию трансмиссии. Такой узел тарирован изготавителем на требуемый крутящий момент и соответствующим образом сертифицирован. Его просто смонтировать и демонтировать или заменить. Для перекалибровки узла на калибровочной установке изготавителя уже имеются необходимые монтажные детали.

В зависимости от типа телеметрической системы датчик выдаёт динамический сигнал крутящего момента высокого качества с полосой частот до 6 кГц. Отсюда следуют следующие выгоды при эксплуатации газокомпрессорных станций:

- Постоянное точное определение эффективности работы (мониторинг)
- Анализ и оптимизация расхода топлива
- Точное управление распределением нагрузки между отдельными приводами
- Возможность анализа крутильных колебаний без дополнительных датчиков
- Распознавание отклонений в типичном характере изменения крутящего момента → выводы относительно ремонта или изменения периодичности обслуживания
- Малое время прохождения сигнала → быстрая регулировка и ограничение при перегрузке
- Простой монтаж
- Простая перекалибровка включая калибровочный сертификат
- Сертификат ATEX (Директива для работников, работающих во взрывоопасных средах 99/92/EC ATEX) при использовании во взрывоопасных условиях
- Неизнашиваемый и не требующий обслуживания

Как крупнейший мировой производитель фланцевых датчиков для измерения крутящего момента фирма HBM имеет в этой области опыт десятилетий. Высокое качество продукции на многие годы вперед гарантирует высокоточное измерение крутящего момента при длительном использовании. Кроме того, наличие офисов HBM по всему миру обеспечивает быстрый ответ при возникновении технических проблем. ■



Рис. 1. Измерительный элемент датчика фланцевого типа на 2 МН·м

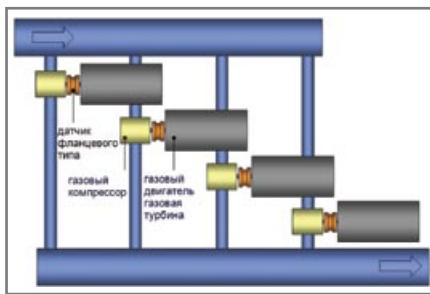


Рис. 2. Принципиальная схема: Встраивание датчиков крутящего момента фланцевого типа в газокомпрессорные станции



ООО «Контрольно-измерительная и Весовая Техника»

эксклюзивный представитель HBM в России и странах СНГ

Тел./факс: +7 (495) 229-10-80

e-mail: info@hbm.ru

www.hbm.ru





«ЗАВОД ПРОДМАШ»

открытое акционерное общество

**Горячее оцинкование применяется
для долговременной защиты от коррозии**

Дорожные ограждения и опоры ЛЭП

Металлические мосты

Опоры и элементы конструкций канатных дорог

Габариты конструкций: 12x1,4x2,5 м

Производительность 5000 т в месяц

Толщина покрытия от 60 до 200 мкм

Автоматическая линия

оцинкования метизов

и деталей небольшого размера

Производительность до 600 т в месяц

Габариты корзин: 500x500 мм

Толщина покрытия от 40 до 100 мкм



443022 Самара, Заводское шоссе, 11
т.(846) 205-98-98 (многоканальный)
market@prodmashsamara.ru
www.prodmashsamara.ru www.gorzinc.ru





АО «Петропавловский завод тяжелого машиностроения»

АО «Петропавловский завод тяжелого машиностроения» входящее в состав АО «Национальная компания «Казахстан инжиниринг» – одно из крупнейших в Казахстане предприятий специализирующееся на производстве оборудования для нефтегазодобывающей, нефтехимической, энергетической и других отраслей экономики.

В последние годы благодаря правильно выбранной стратегии развития: организации сотрудничества на долгосрочной основе с ведущими зарубежными компаниями по совместной разработке и производству современного нефтегазового оборудования; технологического обновления производств; освоения новых видов техники и технологий; повышения качества и

рентабельности выпускаемой продукции предприятие значительно увеличило свой потенциал.

За сравнительно короткий период реализовано большое количество проектов для нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей. Многие из них выполнены совместно с ведущими иностранными компаниями: «Tengizchevroil», «JGC Corporation» – Япония, «Bentec» – Германия, «PFD International» – Англия, «Frames» – Голландия, «Vetco Aibel» – Голландия.

АО «ПЗТМ» имеет многопрофильную производственную и испытательную базу, развитое инструментальное производство, высококвалифицированные кадры, что по-

зволяет постоянно расширять номенклатуру изготавливаемых изделий, оперативно реагируя на требования потребителей.

С 2008 года на предприятии реализуется программа технического перевооружения. Внедрено 58 единиц прогрессивного оборудования в заготовительном, механообрабатывающем, сварочном, инструментальном производствах. Возможности нового оборудования позволили освоить современные технологии. Так использование концентрированной обработки на современных обрабатывающих центрах с применением высокопроизводительного режущего инструмента снизило трудоемкость изготовления деталей в 3-4 раза и сборочных единиц в 2-2,5 раза.



В целях повышения конкурентоспособности продукции, расширения рынков сбыта, привлечения иностранных инвесторов на предприятии проведена сертификация по международным стандартам Американского общества инженеров механиков (ASME) на соответствие требованиям при проектировании и производстве котлов и сосудов, работающих под давлением. По принятой Правительством РК «Программой разработки и внедрения систем качества на предприятиях РК на основе стандартов ИСО серии 9000»

на АО «ПЗТМ» с 2003 г. внедрена и действует система менеджмента качества в соответствии с требованиями государственного стандарта СТ РК ИСО 9001-2009 и международного стандарта DIN EN ISO 9001:2008.

Предприятие обладает необходимым пакетом лицензий на право производства всех видов выпускаемой продукции.

Вся выпускаемая продукция изготавливается по конструкторской документации и техническим регламентам собственной разработки.

Технический центр предприятия в составе 90 специалистов выполняет эскизные и технические проекты, разрабатывает конструкторскую и технологическую документацию, программы для программных обрабатывающих центров и станков с числовым программным управлением.

Одно из основных направлений деятельности АО «ПЗТМ» – разработка и производство оборудования для бурения, капитального ремонта и обслуживания нефтегазовых скважин сложилось в 1998 году.



В настоящее время предприятие производит:

- мобильные буровые комплексы для бурения и освоения скважин грузоподъемностью 80-160 тонн;
- подъемные установки для ремонта нефтегазовых скважин грузоподъемностью 40-100 тонн на автомобильных и тракторных шасси;
- различную спецтехнику, механизированное гидрофицированное оборудование для ремонта скважин, насосную технику.

Для нефтехимической и энергетической отраслей предприятием производятся: сосуды работающие под давлением; кожухотрубчатые теплообменники; трубные пучки; аппараты воздушного охлаждения и секции к ним; нефтегазовые, тестовые и мультифазные сепараторы; воздухо- и газоохладители энергетических установок; поверхности нагрева и вспомогательное оборудование паросиловых установок; нестандартное оборудование и запчасти для ремонта и восстановления силового оборудования, насосов и котельных установок.

Предприятие поставляет оборудование ведущим казахстанским и иностранным предприятиям: производственным филиалам «Узенмунаигаз» и «Эмбамунайгаз» АО «РД «КазМунайГаз», АО «КазТрансОйл», «Мангистаумунайгаз», ТОО «СП «КазГерМунай», АО «Каражанбасмунай», ТОО «Казахтуркмунай», производит экспортные поставки российским компаниям ЗАО «ССК», ООО «НСК «Неско».

Успешно эксплуатируется нефтегазоперерабатывающее оборудование на ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод», АО «Павлодарский нефтехимический завод», АО «Казахский газоперерабатывающий завод», АО «PetroKazakhstan Kumkol Resources», АО «Казцинк», ТОО «Корпорация «Казахмыс» и ПО «Балхашветмет», АО «КазТрансОйл», ТОО «Тенгизшевройл», ТОО «Емир-Ойл» и многих других предприятиях.

Благодаря поддержке государства по развитию инновационной деятельности по бюджетным программам реализованы проекты по созданию мобильных буровых



комплексов различной грузоподъемности.

По тем же программам в настоящее время АО «ПЗТМ» завершает проект «Создание опытного образца и освоение производства подъемной установки ПАП 80/100 для мобильного бурового комплекса МБК-100».

Подъёмная установка ПАП 80/100 предназначена для выполнения капитального ремонта нефтяных и газовых скважин и для работы в составе мобильного бурового комплекса с грузоподъемностью на крюке до 100 тонн.

Верхнее оборудование смонтировано на самоходной пятиосной платформе без промежуточной рамы, что позволило снизить удельную нагрузку на грунт и увеличить проходимость установки.

Отбор мощности для привода верхнего оборудования производится от коробки перемены передач самоходной платформы без промежуточной коробки с переключением передач с пульта бурильщика.

Гидросистема буровой установки

имеет две линии: одна предназначена для монтажа и демонтажа, вторая – для привода гидравлического инструмента (ключей, раскрепителя, вспомогательной лебедки и т.д.).

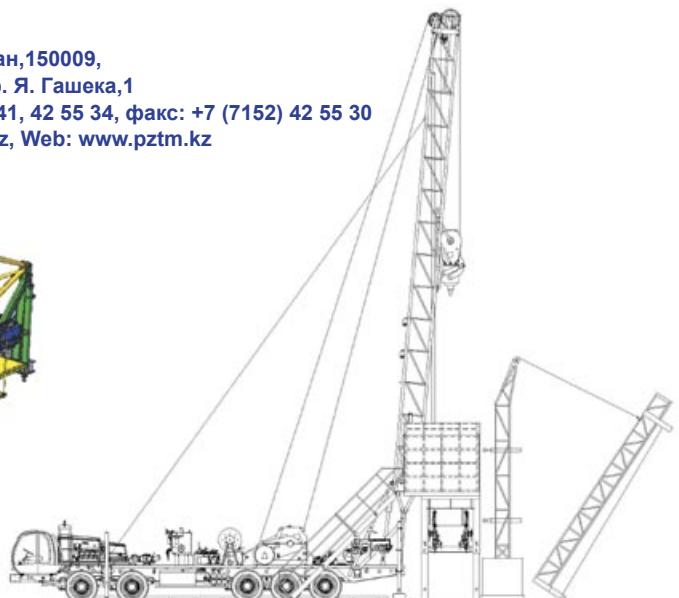
Мачта буровой установки односекционная (22,6 метра от земли до оси кран-блока) с открытой передней гранью, при монтаже на скважине угол наклона мачты допускается до 50, что позволяет увеличить расстояние до устья скважины.

Кроме того, буровая установка в транспортном положении имеет габаритные размеры 20000x2500x4000, что позволяет движение без ограничения по дорожным магистралям общего назначения.

АО «ПЗТМ» – это современное машиностроительное предприятие, продукция которого неоднократно была отмечена дипломами различных выставок, конкурсов и сравнительных испытаний. Компания уверенно смотрит в будущее и всегда готова к сотрудничеству!



Республика Казахстан, 150009,
г. Петропавловск, пр. Я. Гашека, 1
тел.: +7 (7152) 42 55 41, 42 55 34, факс: +7 (7152) 42 55 30
E-mail: pztm@pztm.kz, Web: www.pztm.kz



МОДУЛЬНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ ТЕГАС ДЛЯ КОМПРИМИРОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

В нефтегазовой отрасли России сформировалась тенденция, ориентированная на рациональное и выгодное использование попутного нефтяного газа. Для этого предприятия должны реализовать новые инвестиционные проекты в данной сфере: внедрение необходимой измерительной аппаратуры, сооружение компрессорных станций по компримированию пнг, строительство газоперерабатывающих заводов и др.

Компримирование – одна из основных операций при транспортировке углеводородных газов по магистральным трубопроводам. На месторождениях попутный нефтяной газ после линии подготовки (очистка от парафинов, серы и тяжелых углеводородов, отделение капельной влаги) сжимается поршневыми компрессорами. Такой газ используется в качестве топлива для различных энергетических установок.

Попутный нефтяной газ – это углеводородный газ, который находится в нефти или в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений. ПНГ представляет смесь газов. Основными составляющими ПНГ являются предельные углеводороды. Кроме того, в ПНГ присутствуют инертные газы, в основном – азот и углекислый газ, содержание которых изменяется от 1 до 5 %.

В настоящее время вопрос коммерческой переработки попутного газа является одним из актуальных в нефтегазовой отрасли. Нефтяные компании должны утилизировать нефтяной газ в соответствии с условиями лицензий на эксплуатацию нефтяных месторождений. Сегодня известно большое количество способов утилизации ПНГ: компримирование (сжатие), транспортировка, технология «газолифт» - газ можно закачать обратно для поддержания давления в пласте и обеспечения нефтепритока. Кроме этого, попутный нефтяной газ активно используется для производства электрической и тепловой энергии непосредственно на месторождении.

Для решения задач по компримированию природного или попутного нефтяного газа компания «ТЕГАС» разработала и успешно производит газодожимающие компрессорные станции в блочно-модульном

исполнении типа МКС.

Компания «ТЕГАС» и ООО «Краснодарский Компрессорный Завод» – ведущие российские производители инновационного оборудования для нефтегазовой промышленности. Номенклатура серийно выпускаемой продукции представлена следующими типами оборудования:

- передвижные и носимые компрессорные станции для получения и сжатия азота (типа НДА, СДА, ТГА);

передвижные и носимые компрессорные станции для сжатия воздуха (типа НД, СД, ТГ);

- газоразделительные установки (типа АМУ);
- поршневые компрессорные установки; компрессорное оборудование специального назначения;
- блочно-модульные компрессорные станции для получения, перекачки воздуха, азота, попутного нефтяного газа.

МКС – это мобильные компрессорные установки, смонтированные на базе морского 20 (40) футового контейнера, либо контейнера собственного производства, предназначенные для сжатия различных газов. Для каждого конкретного месторождения будут разрабатываться индивидуальные технологические схемы, учитывающие особенности состава газов и наличия транспортной инфраструктуры.

Новые конструкторские решения и

производственные возможности существенно модернизировали номенклатурный ряд производимых компрессорных станций. Для рационального освоения месторождений с максимальной экономической отдачей требуются инновационные технологические решения – внедрение блочно-модульного оборудования типа МКС.

Комплект поставки МКС-11/3,5-250

Э: 40-ти футовый доработанный морской контейнер-2шт.; четырехрядный поршневой компрессор производства ООО «Краснодарский Компрессорный Завод» 4ГМ2,5-5,5/3,5-250 (взрывозащищенное исполнение); электропривод (взрывозащищенное исполнение); частотный преобразователь; модуль автоматического управления станцией; электрический распределительный щит; система автоматического пожаротушения со световым и звуковым оповещением о пожаре; АМУ (Азотная Мембранные Установка) для продувки компрессора. Датчики загазованности помещения; система основного и аварийного освещения; система вентиляции и отопления; комплект технической документации.

Материалы и комплектующие изделия, используемые при изготовлении станций, соответствуют указанным в конструкторской документации (КД) и удовлетворяют требованиям, действующим нормативным документам (НД). Соответствие материала и комплектующих изделий требованиям КД и НД подтверждено сертификатом предприятия-поставщика материала и комплектующих изделий, либо результатами лабораторных исследований предприятия-изготовителя станций.

Сборка станций производиться в соответствии с требованиями рабочих чертежей, нормативно-технической документации предприятия изготовителя. Детали, узлы и комплектующие изделия станций и шасси перед поступлением на сборку проходят входной контроль.

Преимущества МКС: станция полностью автоматизирована – не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала; не требует специального фундамента – для установки контейнера станции достаточно ровной твердой площадки; полностью готова к работе – оснащена системами вентиляции, отопления, освещения, пожарной сигнализации; взрывобезопасное исполнение – всё электрооборудование станции изготовлено ►

Наименование параметра:

Применяемая компрессорная установка в составе станции:	поршневая и (или) винтовая
Сжимаемая среда:	воздух, природный газ, кислород, аргон, метан, углекислый газ и др.
Тип привода:	электрический или дизельный
Максимальное давление нагнетания, МПа (кгс/см ²):	40 (400)
Давление всасываемого газа, МПа (кгс/см ²):	от 0,001 (0,01) до 10
Производительность (зависит от давления на входе и выходе):	от 1 до 60 $\text{м}^3/\text{мин}$

станция компрессорная

МКС

поршневая и (или) винтовая
воздух, природный газ, кислород, аргон, метан, углекислый газ и др.
электрический или дизельный
40 (400)
от 0,001 (0,01) до 10
от 1 до 60 $\text{м}^3/\text{мин}$

во взрывобезопасном варианте.

Станции ТЕГАС соответствуют требованиям ГОСТа 12.2.016 и 12.3.002, а также требованиям технических условий: общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов; правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 03-576-03); правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03).

Для бесперебойной работы станций предлагается комплекс услуг по обслуживанию. Сервисное обслуживание МКС ТЕГАС включает:

- проведение регламентного технического обслуживания компрессорного оборудования, проведение пусконаладочных работ;
- монтаж компрессорного оборудования;
- поставка запасных частей;
- ремонт компрессорных установок и азотных станций как на производственной базе, так и на базе заказчика;
- предоставление оборудования в аренду с экипажем для временных работ;
- при поставке оборудования, скомплектованного компрессорными установками и дизельными двигателями других производителей, нести гарантию на оборудование полностью;
- проведение сервисного обслуживания уже имеющегося у заказчика компрессорного оборудования с гарантийными обязательствами;
- проведение пневмоаудита, монтаж и реконструкцию пневмосистем, вентиляции и трубопроводов "под ключ";
- техническое заключение состояния емкостного оборудования (сосудов под давлением) с составлением отчета и рекомендаций по улучшению показателей и ремонту;
- обучение персонала заказчика работе на компрессорном оборудовании специалистами лицензированного УПЦ «Техгаз» с выдачей удостоверений установленного образца и отметкой Ростехнадзора по специальности «Машинист транспортных компрессорных установок и азотных станций».

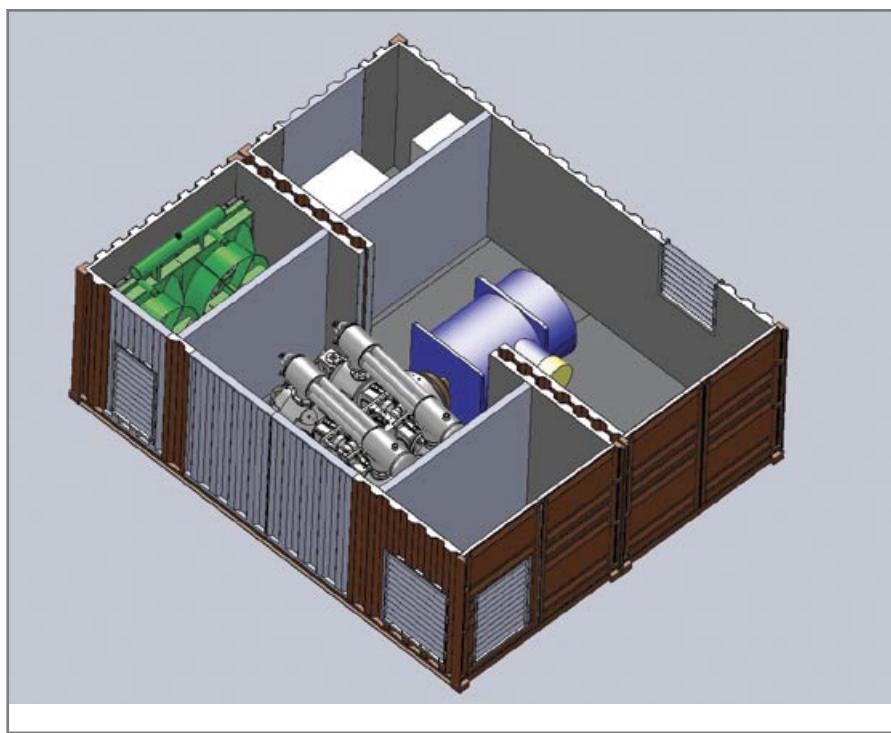


Рис.1. Внутреннее устройство МКС-11/3,5-250 Э



Рис.2.

уже имеющегося у заказчика компрессорного оборудования с гарантийными обязательствами;

• проведение пневмоаудита, монтаж и реконструкцию пневмосистем, вентиляции и трубопроводов "под ключ";

• техническое заключение состояния емкостного оборудования (сосудов под давлением) с составлением отчета и рекомендаций по улучшению показателей и ремонту;

• обучение персонала заказчика работе на компрессорном оборудовании специалистами лицензированного УПЦ «Техгаз» с выдачей удостоверений установленного образца и отметкой Ростехнадзора по специальности «Машинист транспортных компрессорных установок и азотных станций».

Модульные компрессорные станции ТЕГАС являются перспективным решением, обеспечивающим быстроту, удобство и широкие технические возможности по компримированию ПНГ.

На всю выпускаемую продукцию ООО «ТЕГАС» имеет полный пакет разрешительной документации: лицензии, сертификаты, разрешения на применение. Дополнительно нашим Клиентам мы предлагаем услуги по модернизации, сервисному обслуживанию и поставке запасных частей к компрессорному оборудованию производства ООО «ТЕГАС».

Партнерами компании в нефтегазовой отрасли являются: ГАЗПРОМ, ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, Роснефть, Сургутнефтегаз, ГК «Туркменнефть», АО «КазМунайГаз», ПО «Азнефть».

Производство компрессорного оборудования для нефтегазовой отрасли является приоритетным направлением в машиностроение. Переработка ПНГ – это неотъемлемая часть рационального и эффективного энергопользования, что позволит улучшить эксплуатационные свойства производимого на нефтеперерабатывающих предприятиях топлива (бензина); повысить качество промысловой подготовки нефти и увеличить количество продаваемой нефти.

Компания «ТЕГАС» разрабатывает и внедряет собственные технологические решения в области нефтегазового оборудования, не уступая по качеству импортным аналогам.



ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА

www.tegaz.ru

350072 г. Краснодар,

пр. Репина, 20 оф. 43

(861) 299-09-09 (многоканальный)

info@tegaz.ru – заказ оборудования

arenda@tegaz.ru – аренда

компрессорного оборудования

УРАЛТРУБПРОМ ИНИЦИИРУЕТ ИЗМЕНЕНИЯ В ГОСТЫ ПО ЭЛЕКТРОСВАРНЫМ ТРУБАМ

ОАО Уральский трубный завод (краткое наименование Уралтрубпром) всегда стремилось поддерживать первенство своей продукции, как по качеству, так и по сортаменту. Завод постоянно совершенствуется, вводя новые мощности, применяя новые технологии производства. Специалисты Уралтрубпрома ведут научно-исследовательские разработки совместно с научными и проектными институтами в области производства труб и проектирования зданий и сооружений различного назначения из ЛМК.

ОАО «Уралтрубпром» является производителем электросварных прямозшовных труб круглого, квадратного и прямоугольного сечений, а также металлоконструкций и полно-комплектных зданий на основе выпускаемых холодногнутых профилей открытого и замкнутого сечения. В сегменте квадратных и прямоугольных (профильных) труб Уралтрубпром занимает первое место в России по широте выпускаемого сортамента данных труб: от 80x80 до 500x500 мм. Популяризация и введение новых стандартов качества в данном сегменте труб является приоритетным направлением деятельности завода.

Так, в 2003 году по инициативе Уралтруброма совместно с ПЗТСК и проектной фирмой «УНИКОН» была разработана типовая серия «УНИТЕК», которая представляет собой материалы для проектирования объектов социально-бытового и промышленного назначения с применением конструкций из профильных труб. Впервые было спроектировано здание, каркас которого полностью выполнен из электросварных профильных труб различного сечения. Госстроем РФ в 2003 году «УНИТЕКу» была присвоена Серия 1.420.3-36.03.

В том же 2003 году были внесены изменения в ГОСТ 30245 на профили стальные гнутые замкнутые сварные квадратные и прямоугольные для строительных конструкций, благодаря совместной работе Уралтруброма и Центрального научно-исследовательского и проектного института строительных металлоконструкций (ЦНИИПСК) им. Н.П. Мельникова. В стандарте расширили номенклатуру труб, ужесточили технические требования к ним и привели эти требования в соответствии с европейскими стандартами.

Помимо квадратных и прямоугольных труб Уралтрубром выпускает электросварные круглые трубы и повышает стандарты, в том числе и в данном сегменте труб.

В 2009 году Уралтрубром первым и пока единственным внедрил в производство электросварных труб новую технологию, благодаря установке на заводе современного турбоэлектросварочного стана «630» производства Японии.

Новое оборудование позволяет выпускать электросварные трубы, в частности, большого диаметра (от 530 мм) из рулонного проката с толщиной стенки до 22 мм. Сварка ТВЧ. С введением в эксплуатацию нового стана сортамент труб на Уралтруброме значительно расширился, как в сегменте круглых труб, так и профильных. Началось производство круглых труб (530-630 мм) из рулонного проката и впервые в России – квадратных и прямоугольных труб крупного сечения от 400-х 400 до 500x500мм.

В связи с этим Уралтрубром в 2011 году вновь выступил с инициативой дополнить ГОСТ 30245 принципиально новыми

размерами на квадратную трубу до 500x500 мм с толщиной стенки до 22 мм и прямоугольную трубу до 500x400 мм с толщиной стенки до 22 мм.

Эти нововведения позволяют использовать различные конструктивные сочетания при проектировании и изготовлении металлоконструкций.

Президент научно-исследовательской и проектно-строительной фирмы УНИКОН Виктор Катюшин: «Использование в строительстве прямоугольных и квадратных труб крупных типоразмеров возможно по нескольким направлениям. Во-первых, это строительство высотных зданий с применением стальных и трубобетонных колонн, которые могут использоваться в качестве вертикальных несущих элементов монолитных каркасов. При этом, согласно предварительным расчетам, использование таких колонн позволит существенно снизить трудоемкость изготовления конструкций, а также уменьшить расход металла в 1,2-1,4 раза, тем самым снизить стоимость колонн на 35-50%. Во-вторых, это использование прямоугольных и квадратных труб крупных типоразмеров в качестве колонн и малозлементныхriegелей одноэтажных зданий. По сути это позволяет получить новый класс стержневых оболочечных конструкций, обладающих чрезвычайно малой трудоемкостью изготовления и высокой несущей способностью при действии всевозможных нагрузок, а также коррозионную стойкость. Опыт проектирования, изготовления и строительства таких каркасов показал их высокую эффективность по сравнению с традиционными конструкциями. Специалисты завода Уралтрубром, инициируя изменения в государственные стандарты, вносят существенный вклад в нормативную базу отрасли».

На сегодняшний день Уралтрубром – единственный в России, который может выпускать весь ряд крупных типоразмеров профильных труб для изготовления металлических конструкций.

В ближайшем будущем специалисты Уралтруброма совместно с одним из научно-исследовательских институтов планируют разработать новый национальный стандарт на профильные трубы.

«Действующую в России нормативную документацию на гнутые стальные замкнутые профили необходимо совершенствовать, ведь область применения данных труб за последние десятилетие значительно расширилась. Трубы используются в сварных металлоконструкциях в жилищном строительстве, машиностроении, приборостроении, автомобильном и железнодорожном транспорте, металлургии, химической и других отраслях промышленности. Поэтому существует необходимость в разработке новых технических требований, основанных на специфике

применения данной продукции», – поясняет Дмитрий Гребнев, начальник технологического отдела Уралтрубром.

В отношении труб круглого сечения в настоящее время ведется работа совместно с научными институтами по внесению изменений в ГОСТы на электросварные трубы круглого сечения. Это ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10705-80 и ГОСТ 20295-85. И, вот, первые результаты уже есть.

«Изменением №1 к ГОСТ 10704-91 расширили сортамент электросварных труб ТВЧ до диаметра 630 мм, дополнили новыми толщинами стенок 21, 22, 23, 24 мм. Изменением №7 к ГОСТ 10705-80 уточнили и конкретизировали технические требования для электросварных труб ТВЧ диаметром 630 мм», – говорит Антон Казаринов, ведущий специалист службы стандартизации и менеджмента качества Уралтрубром.

На данный момент изменение №1 к ГОСТ 10704-91 и изменение №7 к ГОСТ 10705-80 приняты МГС (Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации), утверждены и направлены в национальные органы по стандартизации для введения их в действие на территории стран: AZ, AM, KZ, KG, MD, RU, TJ, UZ, UA (КОДЫ АЛЬФА-2 ПО мк (ИСО 3166) 004.

«Новая технология производства труб, внедренная на заводе вместе с пуском нового стана позволяет изготавливать электросварные прямозшовные трубы 530-630 мм из рулонного металлокроя, а не из листового, как у прочих производителей. Уралтрубром – первый и единственный завод в России, где внедрена эта технология, применение которой существенно снижает трудоемкость производства при высоком качестве выпускемых труб. Также стоит отметить, что в России трубы 219-426 мм изготавливаются в сварном исполнении только до стенки 10 мм. Наш новый стан позволяет выпускать такие трубы до стенки 22 мм, что означает вхождение в сегмент бесшовных труб», – рассказывает Александр Новокрещенов, начальник отдела маркетинга Уралтрубром.

Изменения в ГОСТ 10704-91 и ГОСТ 10705-80 можно посмотреть на сайте www.uraltrubprom.ru.



УРАЛТРУБПРОМ

ОАО «Уральский трубный завод»
623107 Свердловская область,
г. Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28
Приемная: т. (3439) 297-502
Отдел маркетинга: т./ф.: (3439) 297-562,
297-378



Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

ЭЛЕКТРОТЕЛЕЖКИ НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ



Электротележки с неподвижной
платформой типа ЕТ



Электротележки с неподвижной
платформой типа ЭК

Мы являемся представительством ОАО «СЭГЗ»



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

ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ ПЛАЗМЕННАЯ МОДИФИКАЦИЯ ЛУЗГИ ПШЕНИЦЫ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ СОРБЦИОННОЙ ЕМКОСТИ

EFFECT OF THE PARAMETERS OF PLASMA TREATMENT ON THE PROPERTIES OF PLANT WASTE SORPTION

УДК 628.543.5.665

**С.М. ТРУШКОВ
С.В. СТЕПАНОВА**

аспирант кафедры инженерной экологии ФБГОУ ВПО «КНИТУ»; к.т.н., доцент кафедры инженерной экологии ФБГОУ ВПО «Казанского национального исследовательского технологического университета» д.т.н., доцент, зав. кафедрой инженерной экологии ФБГОУ ВПО «КНИТУ»

Казань
ildars@inbox.ru

И.Г. ШАЙХИЕВ

д.т.н., профессор, проректор ФБГОУ ВПО «КНИТУ» по научной работе.

Kazan

И.Ш. АБДУЛЛИН

д.т.н., профессор, проректор ФБГОУ ВПО «КНИТУ» по научной работе.

S.M. TRUSHKOV

the post-graduate student of chair of engineering ecology of Kazan National Research Technological University Ph.D., lecturer of chair of engineering ecology

S.V. STEPANOVA

of Kazan National Research Technological University

I.G. SHAIKHIEV

Doctor of Technical Sciences, lecturer, the manager chair of engineering ecology of Kazan National Research Technological University

I. S. ABDULLIN

Doctor of Technical Sciences, the professor, the pro-rector of Kazan National Research Technological University on scientific work

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
KEYWORDS:

карбоновая нефть, сорбция, лузга пшеницы, плазма
carbon oil, sorption, husks of wheat, the plasma

Исследовано удаление нефти карбонового отложения с водной поверхности с использованием лузги пшеницы, обработанной высокочастотной плазмой пониженного давления. Найдены оптимальные параметры плазмообработки, приводящие к увеличению гидрофобности и олеофильности сорбционного материала.

Investigated the removal of carbon deposits of oil from the water surface with husk of wheat treated with high-frequency plasma of reduced pressure. Founding the optimal parameters of plasma processing, leading to an increase in hydrophobicity and oil receptivity of the sorption material.

В продолжение работ по исследованию отходов переработки сельскохозяйственных производств в качестве сорбционных материалов (СМ) для удаления нефти и продуктов ее переработки с водной поверхности [1-4] изучено влияние параметров высокочастотной (ВЧ) плазмы пониженного давления на сорбционные характеристики лузги пшеницы (ЛП).

Из литературных источников известен химический состав последней. Плодовые оболочки зерна имеют нескольких рядов клеток, масса их составляет 4-6% от массы зерна. Семенные оболочки тонки, хрупки, состоят из пигментного и гиалинового слоев,

их масса составляет 2-2,5% от массы плодового зерна. В состав оболочек входят пентозаны и гемицеллюзы (43-45%), клетчатка (18-22%), азотистые вещества (4-5%), в небольшом количестве сахара, липиды [5].

Исходная ЛП имеет следующие физико-механические показатели: насыпная плотность – 0,097 г/см³; влажность – 4,73%; зольность – 0,48%; плавучесть – 59, 17%.

Для определения нефтеемкости исследуемых сорбционных материалов (СМ) при температуре 20°C использовалась карбоновая нефть (КН), добывая НГДУ «Ельховнефть» ОАО «Татнефть» с показателями, приведенными в работе [1].

Для обработки исходного материала применялась ВЧ плазма пониженного давления. Режимы, при которых проводилась обработка ЛП плазмой, а также природа плазмо-образующего газа-носителя приведены в работе [6, 7] и соответствуют таковым при обработке ЛП.

Полученные после плазменной обработки образцы ЛП использовались для определения нефтеемкости в статических и динамических условиях, а также для исследования сорбции КН с водной поверхности и водопоглощения.

У исходной и полученных после плазменной обработки образцов ЛП определялись значения нефтеемкости в статических и динамических условиях, приведенных в таблице 1.

Отмечено, что наибольшая нефтеемкость достигается при использовании образцов ЛП, обработанных ВЧ плазмой пониженного давления в режимах № 4 и № 10, т.е. в атмосфере плазмообразующих газов, состоящих из смеси аргона с пропаном и пропана с бутаном в соотношениях 70 : 30.

Следующий этап работы заключался в изучении эффективности удаления нефтяных пленок с водной поверхности. Для этого к 50 мл дистиллированной воды приливалось 3 мл КН и присыпалась 1 г исследуемых СМ. Ход проведения эксперимента соответствовал описанному в работе [1]. Полученные при t = 15°C значения суммарного поглощения нефти и воды, нефте- и водопоглощения приведены в таблице 2.

По данным таблицы можно сделать вывод, что наибольшей степенью удаления КН и наименьшим водопоглощением

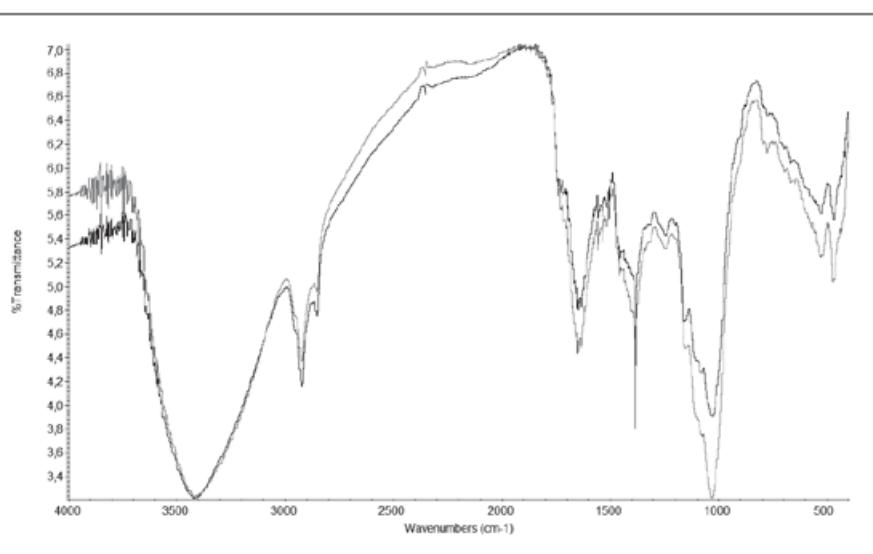


Рис. 1. ИК-спектры исходной ЛП и образца № 116

обладают образцы ЛП, обработанные ВЧ плазмой пониженного давления в атмосфере аргона с пропаном и пропана с бутаном (режимы 4, 5 и 10). Вышеназванные плазмообработанные образцы ЛП имеют также меньшие значения максимального водопоглощения (табл. 2).

Учитывая тот факт, что удалось добиться снижения водопоглощения, но названный параметр, тем не менее, имеет высокие показатели, в последующем, проводилась обработка плазмой еще 30 образцов ЛП в атмосфере, как пропана с бутаном, так и в смеси аргона с пропаном. Режимы проведения обработки идентичны приведенным в работе [3, 4]. Образцам ЛП, обработанным плазмой в атмосфере смеси аргона с пропаном, присвоены обозначение 11а-25а, в атмосфере смеси пропана с бутаном – 11б-25б соответственно.

У полученных образцов определялись сорбция КН с поверхности воды и водопоглощение. Методика проведения эксперимента соответствовала описанному ранее [3].

Полученные результаты приведены в таблице 3.

Исходя из данных, приведенных в таблице 3, очевидно, что наибольшей гидрофобностью обладают образцы № 11б, № 22б и № 23б. Данный факт подтверждается значениями максимального водопоглощения, полученными в экспериментах с дистиллированной водой и приведенными в таблице 5.

Ввиду того, что степень удаления КН исследуемыми реагентами, превышает 99%, объем нефти увеличили до 5 и 7 мл на 50 мл воды и исследовалось действие образцов ЛП, обработанных ВЧ плазмой пониженного давления в режимах, способствующих повышению олеофильности и снижению водопоглощения. Методика проведения эксперимента соответствовала описанному ранее [1]. Продолжительность проведения эксперимента составило 15 минут, так как по истечении данного промежутка времени изменений значений поглощенного сорбата не происходило. Полученные результаты представлены в таблице 6.

Данные, приведенные в таблице 6, показывают, что степень удаления КН при использовании обработанных ВЧ плазмой пониженного давления образцов ЛП составила более 99% с уменьшением значений водопоглощения по сравнению с исходной лузгой.

Как видно из приведенных таблиц, наибольшая степень очистки от КН и наименьшее водопоглощение наблюдается при использовании образца ЛП, обработанной плазмой в атмосфере пропана с бутаном, режим обработки аналогичный таковому при плазмообработке лузги овса (образец № 11б) [3].

Проведены ИК – спектрометрические исследования исходной ЛП (верхний спектр) и обработанного плазмой в режиме 11б (нижний спектр) в атмосфере пропана с бутаном (рис. 1).

Проанализировав спектральные картины, очевидно, что плазменная обработка в

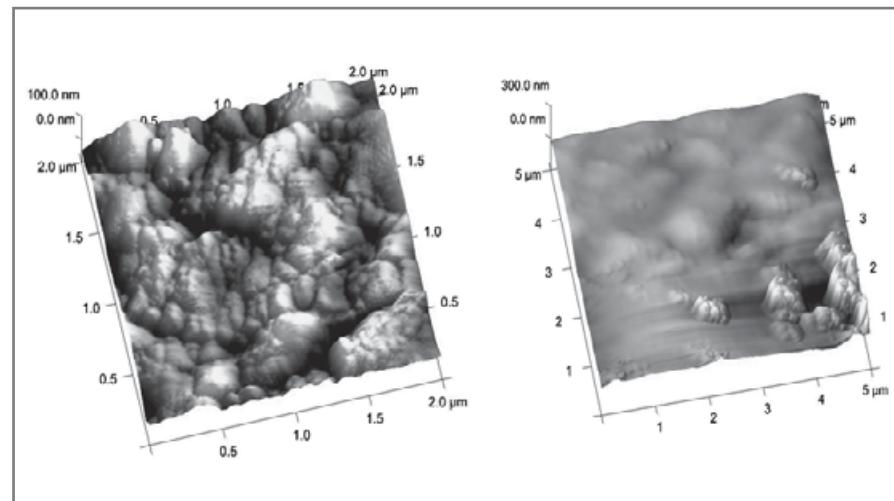


Рис. 2. Микрофотографии поверхности: а) исходная ЛП; б) образец 11б

№ образца	Значение нефтеемкости, г/г		Максимальное водопоглощение, г/г
	статические условия	динамические условия	
Исходная ЛП	5,33	3,12	2,89
1	5,53	3,39	1,74
2	4,94	3,40	2,62
3	5,45	3,69	2,18
4	6,15	3,92	2,68
5	5,80	3,11	1,98
6	4,60	3,06	3,02
7	4,83	3,35	2,41
8	5,73	3,76	2,79
9	5,11	3,45	2,98
10	5,96	3,86	1,78

Таб. 1. Значения максимальных нефтеемкости и водопоглощения плазмообработанных образцов лузги пшеницы в статических условиях

№ образца	Суммарное значение поглощенной воды и нефти, г	Масса нефти, г	Масса воды, г	Степень очистки, %	Изменение водопоглощения, %
Исходная ЛП	3,507	2,66	0,847	99,62	
1	4,078	2,694	1,384	99,67	-6,4
2	3,800	2,695	1,105	99,7	-3,46
3	3,527	2,696	0,831	99,74	-1,89
4	3,363	2,698	0,665	99,82	-21,48
5	3,420	2,698	0,722	99,82	-14,75
6	3,720	2,694	1,026	99,67	2,13
7	3,990	2,693	1,297	99,63	3,12
8	3,480	2,697	0,783	99,78	-17,56
9	3,947	2,695	1,525	99,7	-8,01
10	3,280	2,698	0,582	99,82	-31,29

Таб. 2. Значения нефте- и водопоглощения для плазмообработанных образцов лузги пшеницы в эксперименте с карбоновой нефтью

№ образца	Суммарная значение поглощенной воды и нефти, г	Нефтепоглощение, г/г	Водопоглощение, г/г	Степень удаления нефти, %	Изменение водопоглощения, %
Исходная ЛП	3,54	2,693	0,847	99,63	
11а/11б	3,200/2,833	2,699/2,665	0,501/0,168	99,78/99,88	-40,85/-80,17
12а/12б	3,184/2,913	2,697/2,663	0,487/0,255	99,78/99,78	-42,50/-69,89
13а/13б	3,207/2,935	2,694/2,662	0,513/0,273	99,67/99,74	-39,43/-67,86
14а/14б	3,295/3,005	2,695/2,664	0,601/0,341	99,70/99,67	-29,04/-59,74
15а/15б	3,190/2,962	2,693/2,664	0,497/0,298	99,63/99,70	-41,32/-64,81
16а/16б	3,169/2,926	2,696/2,663	0,473/0,263	99,74/99,78	-44,16/-68,95
17а/17б	3,103/2,978	2,694/2,661	0,409/0,317	99,67/99,67	-51,71/-62,57
18а/18б	3,194/3,021	2,693/2,663	0,501/0,358	99,63/99,63	-40,85/-57,73
19а/19б	3,094/2,869	2,695/2,662	0,399/0,207	99,70/99,74	-52,89/-75,56
20а/20б	3,182/2,969	2,694/2,661	0,488/0,308	99,67/99,67	-42,38/-63,63
21а/21б	3,195/2,973	2,693/2,661	0,502/0,312	99,63/99,67	-40,73/-63,16
22а/22б	3,069/2,839	2,696/2,667	0,373/0,172	99,74/99,82	-55,60/-79,69
23а/23б	3,184/2,826	2,695/2,662	0,489/0,164	99,70/99,82	-42,27/-80,64
24а/24б	3,193/2,935	2,697/2,663	0,496/0,272	99,78/99,63	-41,44/-67,89
25а/25б	3,180/2,949	2,693/2,662	0,487/0,287	99,63/99,70	-42,50/-66,12

Таб. 3. Значения нефте- и водопоглощения для плазмообработанных образцов луги пшеницы в эксперименте с карбоновой нефтью
(а – плазмообразующий газ-argon с пропаном, б – плазмообразующий газ-пропан с бутаном)

№ образца	Входные параметры модификации						
	Газ-носитель	Соотношение	P, Па	Ia, A	Ua, кВ	t, мин	Q, г/сек
11б	Пропан-бутан	70:30	26,6	0,6	1,5	1	0,06
22б	Пропан-бутан	70:30		0,6	2,5	5	
23б	Пропан-бутан	70:30		0,6	2,5	10	

Таб. 4. Режимы проведения обработки для нефти карбонового отложения

№ образца	Водопоглощение, г/г	Изменение водопоглощения, %
11а/11б	2,22/1,91	-19,57/-30,79
12а/12б	2,15/2,05	-22,10/-26,45
13а/13б	2,25/2,52	-18,48/-8,69
14а/14б	2,14/2,11	-22,46/-23,55
15а/15б	2,62/1,96	-5,07/-28,98
16а/16б	2,15/2,15	-22,10/-22,10
17а/17б	2,34/2,01	-15,22/-27,17
18а/18б	1,99/2,15	-27,89/-22,10
19а/19б	2,17/2,37	-21,38/-14,13
20а/20б	2,26/2,31	-18,12/-16,30
21а/21б	2,18/2,64	-21,01/-4,35
22а/22б	2,29/1,98	-17,03/-28,26
23а/23б	2,52/1,95	-8,69/-29,35
24а/24б	2,37/2,24	-14,13/-18,84
25а/25б	2,33/2,08	-15,58/-24,64
Исходная ЛП	2,76	

Табл. 5. Значения максимального водопоглощения для плазмообработанных образцов луги пшеницы в эксперименте с дистиллированной водой (а – плазмообразующий газ – аргон с пропаном, б – плазмообразующий газ – пропан с бутаном)

гидрофобном режиме не отражается на химическом составе ЛП, что подтверждается идентичностью спектров исходного и модифицированного образцов луги.

Обработка ЛП плазмой приводит к изменению структуры поверхности СМ. Как видно из рисунка 2, при воздействии на поверхность ЛП потока плазмы в гидрофобном режиме происходит сглаживание выступающих фрагментов поверхности за счет выжигания углеводородами, входящими в состав плазмообразующего газа.

Очевидно, что проведенная обработка шелухи ВЧ плазмой пониженного давления приводит к улучшению гидрофобных свойств СМ, объясняющееся образованием на поверхности СМ нанослоя углерода, в результате процесса карбонизации пропана и бутана, входящих в состав плазмообразующего газа.

Таким образом, по проделанной работе можно сделать следующие выводы:

- Исследована возможность использования ЛП в качестве СМ по отношению к нефтям карбонового происхождения. Определены значения по нефтеемкости в статических и динамических условиях.
- Проведена обработка ЛП ВЧ плазмой пониженного давления. Найдены, оптимальные параметры обработки, приводящие к увеличению значения нефтепоглощения в экспериментах с нефтями карбонового отложения: плазмообразующий газ – пропан-бутан, давление в рабочей камере Р = 26,6 Па, расход плазмообразующего газа Q = 0,06 г/с, напряжение на аноде Ua = 1,5 кВ, сила тока на аноде Ia = 0,6 А, время обработки t = 1 минута.
- Показано, что обработка образцов ЛП в атмосфере газа пропана с бутаном

№ образца	Суммарное значение поглощенной воды и нефти, г	Нефтепоглощение, г/г	Водопоглощение, г/г	Степень удаления нефти, %	Изменение водопоглощения, %
Объем нефти – 5 мл на водной поверхности					
Исходная ЛП	5,191	4,495	0,696	99,78	
11б	4,755	4,498	0,257	99,84	-63,07
22б	4,76	4,497	0,263	99,82	-62,21
23б	4,796	4,495	0,301	99,78	-56,75
Объем нефти – 7 мл на водной поверхности					
Исходная ЛП	7,693	6,298	1,395	99,86	
11б	6,907	6,302	0,605	99,92	-56,63
22б	7,11	6,297	0,813	99,84	-41,72
23б	7,207	6,301	0,906	99,90	-35,05

Табл. 6. Значения нефте- и водопоглощения для образцов лузги пшеницы

приводит к увеличению гидрофобных свойств сорбента на 44 %.

- Выявлено, что наибольшая степень очистки от нефти карбонового отложения наблюдается при использовании образца №11б, ЛП обработанная смесь газа пропана с бутаном – 99,92 %. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Собгайда Н.А. Использование отходов производства в качестве сорбентов нефтепродуктов / Н.А. Собгайда, Л.Н. Ольшанская, К.Н. Кутукова, Ю.А. Макарова // Экология и промышленность России .-2009 . – № январь. – С. 36-38.
2. Собгайда Н.А. Ресурсосберегающие технологии применения сорбентов для очистки сточных вод от нефтепродуктов: монография / Н.А. Собгайда, Л.Н. Ольшанская – Саратов: Изд. центр «Наука», 2010 . – 148 с.
3. Шайхиев И.Г. Исследование удаления нефтяных пленок с водной поверхности плазмообработанными отходами злаковых культур. 1. Лузгой овса / И.Г. Шайхиев [и др.]. // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 12. – С. 110-117.
4. Шайхиев И. Г. Исследование удаления нефтяных пленок с водной поверхности плазмообработанными отходами злаковых культур. 2. Лузгой пшеницы / И. Г. Шайхиев [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 13. – С. 129 – 136.
5. Особенности химического состава зерна [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.comodity.ru/agricultural/59.shtml> свободный.
6. Абдуллин И. Ш. Получение сорбентов из отходов сельскохозяйственного производства с помощью плазмы ВЧ разрядов пониженного давления / И. Ш. Абдуллин [и др.] // Известия Академии промышленной экологии. – 2002. – № 2 . – С. 78-83.
7. Шайхиев И.Г. Влияние плазменной обработки льняной костры на удаление разливов девонской нефти с водной поверхности / И.Г. Шайхиев [и др.]. // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 8 . – С. 165-171.

22-25 МАЯ 2012
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ




XIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
ЛЕНЭКСПО ПАВИЛЬОНЫ 7, 8А



генеральные
информационные
спонсоры



информационные
спонсоры



генеральные
спонсоры
в сети Интернет



Интернет-
партнеры



О ЗАЩИТЕ ГИДРОСФЕРЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И НЕОБХОДИМОСТИ ЗАЩИТНЫХ СООРУЖЕНИЙ НА ВОДОСТОКАХ

HYDROSPHERE PROTECTION FROM AN OIL FIELDS CONTAMINATION AND THE PROTECTIVE CONSTRUCTIONS NECESSITY ON THE DRAINS

A.M. НАСЫРОВ

доцент института нефти и газа им.М.С.Гутериева
ФГБОУ ВПО УдГУ

Ижевск

О.П. ДРУЖАКИНА

кандидат технических наук, доцент, зав.кафедрой Инженерной
защиты окружающей среды ФГБОУ ВПО УдГУ
руководитель департамента ООС ОАО «Удмуртнефть»

A.M. NASYROV

Docent of the Oil and Gas Institute of M.S.Gutserieva,
Udmurt State University

Izhevsk

O.P. DRUZHAKINA

Candidate of Technical Sciences, Docent, Head of
the Engineering Environmental Department, Udmurt State University
Head of Environmental Protection Department «Udmurtnfteft»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

гидросфера , нефтеполовечные плотины (нефтеполовушки), месторождения нефти,
замазченность, соленая вода, залповый выброс, грифонообразование, превентивные
мероприятия.

KEYWORDS:

hydrosphere, oil dams (oil traps), oil fields, oil polluted, salted water, volley emission,
leakage of oil, preventive measures.

Охрана поверхностных и подземных вод является одной из приоритетных задач при проектировании, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. В работе рассмотрены причины и факторы попадания нефти и нефтепродуктов в окружающую среду, проанализированы методы и сооружения по защите водных объектов. В частности, рассмотрены нефтеполовечные плотины и опыт их применения в Удмуртской республике.

The protection of surface and groundwater is a priority for the oil field design, development and exploitation. The article overlooks the causes and factors of oil and petroleum products contact with the environment, analyzes the methods and facilities to protect water objects. In particular, there are oil dams and experience of their use in the Udmurt Republic.

По уровню отрицательного воздействия на окружающую среду, особенно на гидросферу, нефтедобывающее производство является одной из потенциально опасных среди отраслей промышленности. Разработка месторождений нефти представляет из себя не только потенциальный загрязнитель поверхностных, но и грунтовых и пластовых пресных вод.

Значение чистой пресной воды для населения трудно переоценить. От обеспеченности водой зависит жизнедеятельность практически всех живых организмов и растительности. Вода обеспечивает также хозяйственную и промышленную деятельность людей. В связи с этим перед нефтедобывающим предприятием стоит задача максимально бережного отношения к источникам, водостокам и хранилищам пресной воды на территории месторождений.

Практически все технологические процессы нефтедобывающего производства – бурение, добыча, сбор и подготовка, транспорт нефти, закачка сточных вод в пласт оказывают отрицательное влияние на окружающую среду, в первую очередь, гидросферу. К этому необходимо добавить огромное количество автотракторной, строительной и специальной техники, работающей на

территории месторождений, которая загрязняет окружающую среду. В связи с этим на всех стадиях разработки месторождений, начиная от разведки и проектирования, к вопросам охраны окружающей среды должно уделяться повышенное внимание.

Мероприятия по охране окружающей среды в процессе разбуривания нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнений земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами. Они включают в себя:

- планировку и обваловку буровых площадок, емкостей с нефтепродуктами и химреагентами, использование для хранения буровых растворов и шлама разборных железобетонных емкостей или земляных амбаров с обязательной гидроизоляцией их стенок и днища;
- многократное использование бурового раствора, нейтрализацию, сброс в поглощающие горизонты или вывоз его и шлама в специально отведененные места;
- рациональное использование и обязательную рекультивацию земель после бурения.

При бурении скважин на нефтяных месторождениях должны быть приняты меры, обеспечивающие:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;
- необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн, труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование.

Мероприятия по охране окружающей среды при осуществлении технологической цепочки добыча – сбор и транспорт – подготовка нефти – закачка сточной воды в пласт представляют собой целый комплекс организационных, технических, технологических мер, направленных на гарантированное обеспечение экологической безопасности. Это, в первую очередь, предупреждение аварийных выбросов нефтепродуктов, соленой воды и химреагентов на рельеф. Современные технологии при качественном их применении позволяют успешно решать проблему снижения порывов трубопроводов в системе сбора и закачки сточной воды в пласт, которые были и ►

остаются основным источником загрязнения поверхностных вод. Наиболее успешными надо считать применение футерованных внутри антакоррозионными материалами стальных труб, металлопластиковых и неметаллических труб, что увеличивает срок службы трубопроводов в несколько раз. Применение комплексных химреагентов, обладающих свойствами ингибитора, бактерицида и деэмульсатора позволяют значительно снизить риск коррозионного разрушения трубопроводов. Широкое развитие системы беспроводной связи позволяют наладить автоматическую защиту, управление и сигнализацию при эксплуатации трубопроводов.

Мероприятия также предусматривают контроль и защиту эксплуатационных колонн скважин от разгерметизации и образования грифонов скважинных флюидов на рельеф.

Проектом обустройства месторождений предусматривается также многоуровневая автоматическая защита объектов нефтедобычи от аварийных ситуаций и сигнализация о них обслуживающему персоналу и диспетчерской службе предприятия.

Однако, в стадии проектирования не всегда учитывают возможность повышения вязкости перекачиваемой среды в зависимости от обводнения, возможность образования осадков в трубе, в связи с чем диаметр трубопровода оказывается заниженным и создает массу осложнений при эксплуатации. Отсутствие средств локализации в системе сбора (хотя бы обратных клапанов) приводят к тому, что при порыве нефтесяборной трубы в одном месте вся система сбора начинает работать на этот порыв. При анализе некоторых проектов обустройства месторождений легко обнаружить низкий

уровень защищенности объектов от несанкционированного вмешательства, отсутствие антивандалных и антитеррористических мероприятий.

Одним из спорных среди специалистов вопросов при обустройстве месторождений является необходимость строительства заградительных гидротехнических сооружений на водостоках, предназначенных для локализации возможных выбросов вредных веществ и загрязнений. Эти заградительные сооружения, на языке промысловиков «нефтеловушки», строятся, как правило, в оврагах и речушках ниже коридора коммуникаций, в наиболее вероятных местах попадания замазченности.

Если обвалование территории скважин, групповых замерных установок (ГЗУ), дожимных насосных станций (ДНС), резервуарных парков предусмотрено руководящими документами, то на строительство нефтеловушечных плотин на водостоках обязательных и конкретных регламентирующих материалов нет. В связи с этим одни специалисты считают строительство «нефтеловушек» ненужным и неэффективным мероприятием, вполне логично обосновав свое мнение необходимости направить средства на осуществление превентивных мер по недопущению порывов трубопроводов, чем на строительство нефтеловушек.

Высоко оценивая мнение о преимуществе превентивных мер по недопущению аварийных выбросов вредных веществ на рельеф, авторы данной статьи, исходя из имеющегося опыта эксплуатации месторождений, уверены в необходимости строительства защитных гидротехнических сооружений, если нет гарантии предотвращения попадания нефтепродуктов, соленой воды и химреагентов в водостоки.

А такой гарантии в настоящее время нет и не может быть в силу ряда объективных причин:

- несмотря на все предпринятые меры по предупреждению порывов трубопроводов, они все же случаются по самым разным причинам;
- разлитая на рельеф замазченность и другие загрязняющие вещества полностью не убираются, особенно, в зимнее время;
- нередко источником загрязнения является технологический транспорт в результате неисправности или дорожных происшествий;
- качественный и количественный состав загрязняющих веществ весьма разнообразен и трудно прогнозировать и гарантированно предотвратить возможные выбросы загрязняющих веществ.
- локализация распространения загрязняющих веществ в паводковой период трудоемкий и затратный процесс.
- нельзя исключать и случаи несанкционированных действий криминального характера отдельных лиц, приводящих к аварийным выбросам вредных веществ на рельеф.

Опыт эксплуатации нефтеловушечных плотин показал их эффективность для локализации распространения замазченности и других вредных выбросов, особенно, в период весеннего паводка и интенсивных атмосферных осадков. В условиях Волго-Уральского региона скорость распространения нефтепродуктов даже по мелким водостокам доходит до 300 м/час. В целях недопущения распространения замазченности на большие расстояния и попадания ее на более крупные водостоки устанавливаются нефтеловушечные плотины упрощенного типа (рисунок 1). ▶

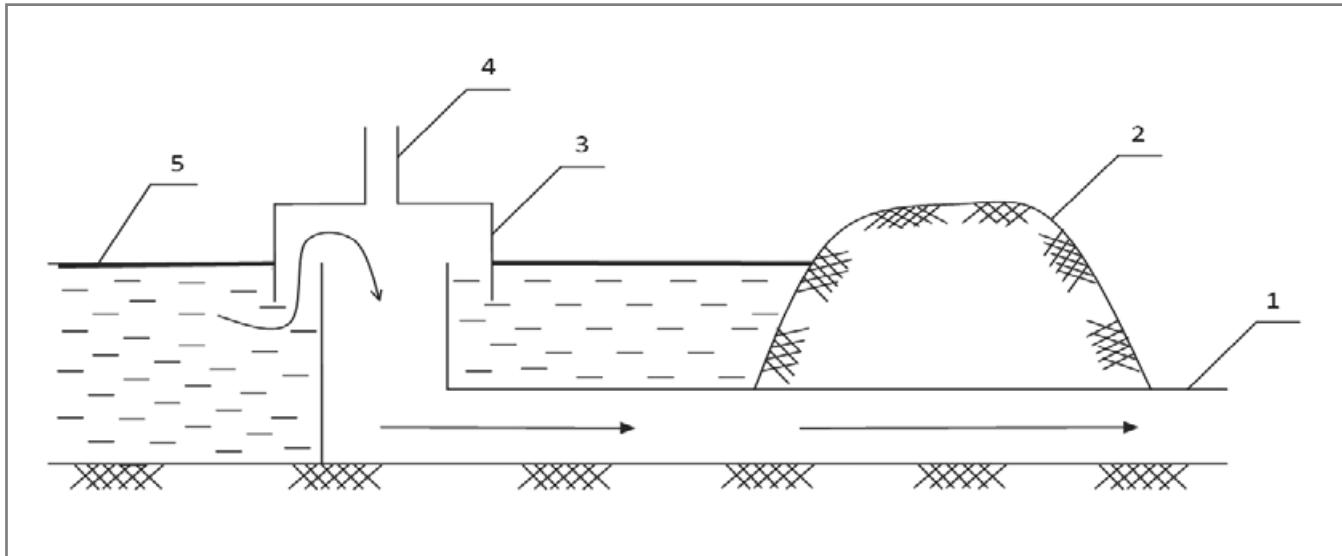


Рис 1. Схема нефтеловушечной плотины упрощенного типа

1. Водопропускная труба
2. Земляная плотина
3. Колпак для создания гидрозатвора
4. Антисифонная труба
5. Слой нефти при возможных авариях

Они состоят из труб 1 большого диаметра (1020 мм – 1420мм), уложенных на дно оврага по всей длине. Это предохраняет трубу от вибрации, которая недопустима для любого гидротехнического сооружения. Труба с верхней стороны по потоку заканчивается шахтным оголовком, перекрытым колпаком 3 для создания гидрозатвора, глубина которого не менее 500-600мм. Горизонтальная часть трубы засыпается земляной дамбой 2 расчетной высоты. Чтобы не было сифонного слива воды колпак снабжается анти-сифонной трубкой высотой до уровня плотины.

По опыту эксплуатации нефтепроводных плотин площадь зеркала воды пруда рассчитывается исходя из возможного объема попадания нефтепродуктов в водостоки.

$$S = V: b \times K \quad (\text{м}^2)$$

где: V – возможный объем попадания нефти в водосток;
 b – толщина нефтепродуктов на воде ($b=0,04\text{м}$);
 K – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нефти на поверхности воды из-за ветра, течения и тд. $K = 1,3$.

Такие «нефтеповушки» достаточно надежные, практически не требуют обслуживания персонала и значительных капитальных вложений на строительство. Они строятся в оврагах с небольшим водостоком ниже коридора коммуникаций с целью защитить более крупные водостоки. На рисунке 2 показана одна из таких «нефтеповушек» после 6 лет эксплуатации. Поскольку случаев попадания вредных веществ в «нефтеповушку» с каждым годом становится меньше, на плотине активно развивается фауна и флора.

На более крупных водостоках, как правило, на выходе из периметра коммуникаций месторождения, строятся капитальные гидротехнические сооружения – нефтеповушечные плотины,

предназначенные, в основном, на недопущение распространения замазченности за пределы месторождения. Одновременно они являются защитой от залпов выбросов высококонцентрированных соленых сточных вод, которая как уничтожающая фауну и флору масса распространилась бы на многие километры по реке. Надо сказать, что плотина защищает также от распространения вредных веществ и отходов с населенных пунктов, животноводческих ферм и других объектов. Защитные функции плотины от соленой воды и растворов вредных веществ заключаются в многократном снижении концентрации вредных веществ в водоеме нефтеповушечных плотин.

На рисунке 3 приведена фотография нефтеповушечной плотины на р. Колюшка ниже Гремихинского месторождения нефти Удмуртской Республики (фотография сделана 14 октября 2011г). Гидротехническое сооружение построено в 1997г. под непосредственным руководством инженеров Головина А.В. (главный инженер НГДУ) и Закирова М.Г (науч.СМУ), за время эксплуатации практически не выполнено никаких ремонтных работ. При осмотре объекта бросается в глаза бережное отношение персонала нефтепромысла к природе и высокая культура содержания объекта.

Река Вотка берет начало на территории Кинешемского месторождения. На выходе из периметра коммуникаций месторождения на водостоке построен каскад нефтеповушек – 2 нефтеповушки друг за другом. Необходимость этого возникла из требуемого запаса пресной воды на плотинах на случай порывов водоводов сточной воды в системе поддерживания пластового давления (ППД) с залповым выбросом большого количества соленой воды в реку. Вода со сниженной концентрацией солей в сотни раз не так губителен для фауны и флоры, как прохождение «пачки» высокоминерализованной

соленой воды по потоку.

Примерный объем пресной воды для снижения количества солей до временно безопасной концентрации рассчитывается по формуле:

$$V_p = [(p_1 - p_2) / (p_2 - p)] \times V \times k, \text{ м}^3$$

где: V_p – объем необходимой пресной воды для снижения концентрации солей, м^3

p_1 – плотность соленой воды, $\text{кг}/\text{м}^3$

p_2 – плотность разбавленной воды, $\text{кг}/\text{м}^3$;

p – плотность пресной воды, $\text{кг}/\text{м}^3$

V – объем разлитой соленой воды, м^3 ;

k – коэффициент неравномерности растворения, ($k=1,3$).

Например: объем залпового выброса соленой воды плотностью $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ составляет 500м^3 . Концентрацию солей намечается снижать в плотинах до плотности $1001 \text{ кг}/\text{м}^3$. Какой объем пресной воды должны содержать плотины (плотина)?

$$V_p = (1100-1001) \times 500 \times 1,3 : (1001-1000) = 64350 \text{ м}^3.$$

Практика эксплуатации нефтеповушек показала их эффективность, в связи с чем рекомендуется их применять там, где месторождения нефти расположены в пересеченной местности и водостоки имеют берега достаточной высоты. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. М., НТБ ПОТ, 1997.
2. Насыров А.М., Маркелов Н.А. Охрана окружающей среды на промыслах Удмуртии. Нефтепромысловое строительство, №3, 1986.
3. Насыров А.М., Просвирина А.А. Устройство для улавливания нефтепродуктов. СПМ 7694 3.97113649 от 12.08.1997.



Рис.2. Нефтеповушечная плотина упрощенного типа после 6 лет эксплуатации



Рис.3. Капитальное гидротехническое сооружение – нефтеповушечная плотина

К ВОПРОСУ О МОДЕРНИЗАЦИИ РОССИЙСКИХ НПЗ И ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ: ВЗГЛЯД ИЗ ТУАПСЕ

TO A QUESTION OF MODERNIZATION OF RUSSIAN OIL REFINERIES,
AND ABOUT MOTOR FUEL DOMESTIC MARKET: SIGHT FROM TUAPSE

УДК 339.13:665.6:005.591.6 (470.620)

A.B. ВОТИНОВ

К.Т.Н.

Туапсе

A.V. VOTINOV

PhD

Tuapse

В контексте критики российских нефтяных компаний в связи с низкими темпами перехода к выпуску топлив стандарта Евро 3, 4, 5, проанализирована потребительская способность отечественного рынка нефтепродуктов, структура потребления. Особое внимание автора обращено на потребительские характеристики отечественного рынка автомобильных топлив. Внесены рекомендации по корректировке регулирования рынка автотоплив в связи с развитием автомобильного парка страны.

In the present article consumer ability of domestic market of oil products and consumption structure is analyzed in the context of estimate of Russian oil companies in connection with low rates of transition to release of Euro 3, 4, 5 fuel standards. Special attention of the author is directed to consumer characteristics of motor fuel domestic market. There are recommendations, brought about updating of regulation of the auto fuel market in connection with development of a motor pool of the country.

Туапсинский нефтеперерабатывающий завод в настоящее время переживает второе рождение. Быстрыми темпами ведется строительство новых перерабатывающих мощностей, планируется, что к 2015 г. Туапсинский НПЗ станет одним из самых современных предприятий отрасли в России, лидирующим и по качеству выпускаемых топлив, и по их объему. Автор предпринял попытку, оценив современное состояние и перспективы развития рынков сбыта нефтепродуктов в России, дать характеристику степени востребованности продукции ТНПЗ.

Большинство российских НПЗ размещается в глубине территории страны. Надо сказать, что это относится не только к нефтеперерабатывающей промышленности. Великая Отечественная война показала, что размещение промышленных предприятий ближе к государственным границам приводит в случае возникновения военных действий к крайне неблагоприятным последствиям. В советское время размещение производственных предприятий предполагало наличие сырьевой базы если уж не совсем «на месте», то в непосредственной близости. Учитывались вопросы расположения/размещения территориальной сети сбыта, увязки с другими предприятиями, с транспортной сетью и т.д. Надо особо подчеркнуть, что в те времена в качестве основных направлений сбыта планировались отечественные предприятия, конечным потребителем выступал отечественный потребитель. Конечно, существовали и предприятия поставлявшие продукцию на экспорт. Тем не менее, НПЗ главным образом строились в глубине страны.

Сегодня на границах России расположены следующие заводы: в Киршиах, Туапсе, Хабаровске и, достаточно условно, в Комсомольске-на-Амуре. Это увеличивает

транспортные затраты, особенно такое некомфортное положение складывается тогда, когда экспорт занимает ведущее, по отношению к внутренней реализации, положение.

В настоящее время в России насчитывается 27 крупных НПЗ общей мощностью 253 млн.т, 211 мини-НПЗ мощностью 9 млн.т и три ГПЗ производящих товарные нефтепродукты мощностью 8 млн.т. Общая мощность всех заводов на протяжении 2000-х гг. варьировалась от 274 млн.т в 2000 г. до 263 млн.т в 2005 г. и 270 млн.т в 2010 г. Использование мощностей по первичной переработке также в эти годы различалось – от 63,3% в 2000 г. до, соответственно, 79,0% и 91,2% [1] в 2005 и 2010 гг.

Рост загрузки отечественных заводов объясняется тем, что после 2005 г. несколько выросла эффективность экспорта нефтепродуктов, чему способствовало снижение экспортных пошлин на светлые и темные нефтепродукты, некоторое увеличение спроса на нефтепродукты на международных рынках, достаточно высокий уровень цен на мировом рынке.

Следует отметить, что сама структура производства продукции на российских НПЗ практически не изменилась в 2000-е гг. и серьезно отставала не только от мирового уровня, но и, например, от Белорусского. Так, доля выработки топочного мазута в России составляет примерно 28%, а в Западной Европе порядка 15%, в США – 5%.

Большинство российских НПЗ были построены в 60-70 гг. прошлого столетия, в период наращивания нефтедобычи в Западной Сибири, мощного развития промышленности и сельского хозяйства (экономический рост составлял по 8-10% в год), а также строительства трубопроводных систем, позволявших доставлять

нефть в различные регионы страны. Выпуск топочного мазута в значительных объемах диктовался не всегда с позиций «недальновидная политика», «общая низкая культура производства» как принято сегодня это оценивать. Стремительное развитие производства, строительство новых городов и поселков в Сибири, на Дальнем Востоке, в других регионах страны, в условиях холодного климата требовали удобной доставки топлива для котельных, тем более что его доставка не требовала крупных вложений в инфраструктуру. Позже, конечно же, существовала возможность перенастроить НПЗ, но это потребовало бы модернизации инфраструктуры теплоснабжения. Критика подобной схемы должна базироваться на скрупулезном подсчете затрат, в которые обошлась бы отечественной экономике другая схема обогрева жилых домов, служебных зданий и т.д. в условиях низких температур. Была выбрана самая эффективная схема: котельная в микрорайоне, отопление мазутом, другими тяжелыми дистиллятами, доставка до котельной обычным бензовозом. Тем более что развитие новых населенных пунктов начинается с небольших рабочих поселков, которые ежегодно тысячами возникали в Сибири, на Дальнем Востоке, на Крайнем Севере.

Компоновка российских НПЗ и в целом опыт эксплуатации, технологии, позволяют заявлять, что глубина переработки нефти составляет примерно 70%, в то время, как в ведущих странах мира – 90%. Кроме этого показателя о невысоком уровне переработки свидетельствует и индекс сложности Нельсона. По данным о российских заводах [2], индекс Нельсона для большинства отечественных НПЗ в среднем составляет 4,4, в мире в среднем 6,7. По мнению аналитиков компании ENI [3], индекс Нельсона ►

у российских НПЗ составляет 5,6, а если учитывать все заводы России и Центральной Азии (бывшие среднеазиатские республики СССР), то он несколько выше – 5,7. Кстати, во Франции индекс равен 9,0, в Великобритании – 8,9, в Италии – 8,5, на Украине – 6,3. В странах тяготеющих к российским экспортным потокам, ситуация по индексу Нельсона следующая: Румыния – 7,9, Греция – 7,7, Турция – 6,8. Как видно из этих данных, по комплексности НПЗ, указанные страны имеют в своей компоновке установки достаточно комплексные и существует возможность более глубокой переработки нефти.

В числе крупных проблем, требующих решения в отечественной нефтепереработке следует отметить и такие:

- достаточно низкая производительность труда. По некоторым оценкам, производительность ниже мирового уровня в 3-5 раз. Такую оценку заявляет ВНИПИнефть [4];
- значительно выше, чем у зарубежных НПЗ потребление энергии. На многих научных форумах указывается, что КПД печных агрегатов в России находится на уровне 50-60%, а на зарубежных – почти 90%;
- считается, что из-за значительного физического и морального износа оборудования, ремонт и модернизация обходится в весьма серьезные суммы. В устных беседах автора с представителями целого ряда компаний отмечалось, что проще снести старые установки и построить на освободившейся площадке новые установки. Собственно, НК «Роснефть» так и поступила с Туапсинским НПЗ, практически полностью поменяв его основные мощности за счет строительства новых.

В настоящее время в России предпринимаются попытки сформулировать варианты развития нефтепереработки. После 2009 г. (известное совещание в Киришах с участием Председателя Правительства России), Минэнерго России разработало проект Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 г. Приведем некоторые основные положения Схемы, касающиеся затрагиваемой автором темы.

Рассматривались три варианта развития нефтепереработки:

- инерционный вариант с объемом переработки в 2020 г. в 268 млн.т в год;
- минимальный вариант – 185 млн.т;
- целевой вариант – 224 млн.т с

максимальным углублением уровня переработки.

При инерционном варианте будут наблюдаться ограниченные возможности реализации на внутреннем и внешнем рынках, недостаток производства моторных топлив. Кроме того, при потребности в топочном мазуте в 13 млн.т его производство составит 27,7 млн.т.

При минимальном варианте будет низкая глубина переработки нефти, рынок мазута практически исчезнет, поставки на экспорт не будут способствовать созданию оптимальных схем поставок, увеличатся риски при снижении цен на нефть.

Наиболее предпочтительным видится целевой вариант. В таблице 1 приводятся данные по структуре производимых бензинов.

Выход светлых нефтепродуктов составлял в 2009 г. 52,9%, к 2020 г. планируется достичь 73,8%. Глубина переработки повысится до 93,3%.

Согласно Генеральной схемы, планируется повысить энергоэффективность за счет укрупнения и энерготехнологического комбинирования процессов, совершенствование процессов разделения, применение активных и селективных катализаторов, рациональной организации и оптимизации тепловых схем, рекуперации энергопотенциала отходящих потоков. Предполагается заменять устаревшие печи, автоматизировать их, применять другое новое оборудование.

В части касающейся транспортной логистики предполагается развивать трубопроводный транспорт нефтепродуктов для снижения издержек при экспорте дизельного топлива, т.е. переброска значительных объемов с железной дороги на продуктопроводы. Кроме того, нефтепереработчики выступают за скорейшее завершение строительства системы продуктопроводов «Север» до порта Приморск и «Юг» от Самары до Новороссийска.

Предполагается завершение строительства новых продуктопроводов к 2015 г., ибо тогда уже планируется выпускать дизельное топливо по стандарту Евро-5.

Одним из крупных секторов рынка сбыта производимой НПЗ продукции является рынок моторных топлив. Для исследования состояния и перспектив его развития, спроса и предложения, качества топлив – необходимых и реально производимых, географии рынков сбыта и т.д., конечно же, необходимо представление, как можно более четкое, об

автомобильном парке страны.

Автором были рассмотрены различные сценарии развития рынка топлива в России, проанализированы официальные документы (Транспортная стратегия Российской Федерации на период до 2030 г., Энергетическая стратегия России на период до 2020 года, Энергетическая стратегия России на период до 2030 года и др.). Однако за основу нами были выбраны материалы Международного нефтепродуктового Конгресса-2010 в рамках которого состоялся форум «2020 г.: Прогноз развития спроса и предложения на моторные и котельно-печные топлива». При использовании материалов форума исходили и из того, что отдельные сегменты транспортного рынка не предавались обсчетам. Например, спецтехника, работающая в крупных холдинговых компаниях. Существуют огромные потребители топлива у угольщиков, у железнодорожных предприятий, у энергетических компаний и не факт, что статданные по парку, по потреблению топлива подлежат строгому учету. На конференции также указывалось, что при обсчетах автопарка определенные сложности возникают в части оценок среднегодового пробега, что также оказывается при расчетах потребностей в топливе. Влияют такие факторы, как сезонность, климат, расположение региона и некоторые другие.

В 2009 г., по данным экспертов, на заправку легковых автомобилей владельцы затратили 65-70 млрд.долл. (бензин и дизельное топливо) [5]. В 2010 г. на территории России насчитывалось 33,8 млн. легковых автомобилей, 3,427 млн. грузовых автомобилей, 3,537 млн. пикапов и других малых коммерческих автомобилей, 0,8938 млн. автобусов. Сюда следует добавить примерно 1,5-2 млн. ед. мототранспорта. Отметим, что значительное число мопедов китайского производства не могут быть оценены, т.к. не стоят на учете в ГИБДД, но потребляют топливо. В таблице 2 приводятся статистические данные о парке автомобилей в России по состоянию на конец 2010 г. [6]

Как видно из приводимых в таблице данных, число автомобилей российского производства в собственности граждан и организаций составляет 57,6%. Это большой парк и по стоимости автомобили российского производства пока удовлетворяют потребности граждан с точки зрения доступности по цене, сервису и ремонту. Отметим, что практически все эти автомобили потребляют бензин АИ-92.

Большое значение с точки зрения потребления топлива и его качественных характеристик имеет возрастная структура парка. Понятно, что старые автомобили проектировались под бензин АИ-92 и даже под АИ-72/80.

Относительно возраста легковых автомобилей укажем, что доля новых автомашин в России по состоянию на 2011 г. (парк автомобилей до пяти лет) составляет 25,3% (таблица 3а). С другой стороны, доля парка легковых автомобилей старше 15 лет – 35,5%.

В таблице 3б представлена структура ►

Таб. 1. Структура производимых автомобильных бензинов по октановому числу, млн.т. [9]

Октановое число	2009 г.	2010 г.	2020 г.
98	0,2	0,2329	1,3
95	6,2	6,9022	35
92	21,6	23,2386	7,3
80/76	5,4	5,6777	0,1
ИТОГО	33,4	36,0514	43,7

парка грузовых автомобилей. Отметим, что данные по автомобильному парку грузовой техники, которыми располагают достаточно авторитетные компании и Росстат, разнятся. Во многом это объясняется тем, что методика сбора информации отличается.

Структура парка автотранспорта в России по типам кузовов:

- самосвалы – 24,1%;
- бортовые – 22,6%;
- седельные тягачи – 13,1%;
- автофургоны – 11,9%;
- спецтехника – 7,2%;
- автоцистерны – 4,7%;
- автокраны – 2,4%;
- прочие – 13,9%.

Доля автомобилей ГАЗ, КАМАЗ, ЗИЛ составляла по состоянию на начало 2011 г. 78,4%.

В таблице 4 приведена возрастная структура парка грузовых автомобилей.

Отметим, что парк грузовых автомобилей примерно на 90% состоит из техники российского, белорусского и украинского производства. Возвращаясь к

существующей разнице в оценке числа грузовых автомобилей следует иметь в виду, что, например, не всегда учитывается парк БЕЛАЗов, карьерных самосвалов большой грузоподъемности. Зачастую в официальной статистике эти автомобили не учитываются, т.к. не относятся к транспорту общего пользования. Кроме того, не всегда «прозрачна» ситуация с парком Минобороны, МВД, МЧС.

Парк т.н. легких коммерческих автомобилей насчитывает, как указывалось выше, 3,537 млн. ед. Из этого количества машин 106722 ед. новые, 2010 года выпуска. Автомобили российского производства и бывших союзных республик составляют подавляющий сегмент – почти 65%, при этом доминируют автомобили производства ГАЗ – 1,301 млн.ед. Возрастной состав следующий – автомобили возрастом 10 и более лет – 50,7%, 5-10 лет – 21,2%, 3-5 лет – 12,8%, до 3 лет – 15,3%.

Автомобильный парк по территории страны сосредоточен естественно неравномерно. Примерно 70% парка приходится на европейскую часть России

и располагается на территории пяти федеральных округов: в Центральном, Северо-Западном, Южном, Северо-Кавказском, Приволжском. Тридцать процентов парка приходится на один округ – Центральный, при этом 3,5 млн.автомобилей принадлежит жителям Москвы, еще 2,5 млн.автомобилей зарегистрировано в Московской области. После 2003 г. парк увеличивался быстро, по 5-6% и даже в некоторые годы по 8-9% в год.

Примерно 10-15% автомобилей, по данным ГИБДД, являются брошенными, не находящимися в эксплуатации. Еще 15-20% эксплуатируется редко по разным причинам. По мнению экспертов [7], в активной эксплуатации с выходом на дороги практически каждый день насчитывается от 40 до 60% парка автомобилей.

По данным экспертных оценок легкового парка автомобилей, по состоянию на 2010 г., нормам Евро-2 соответствовало 16,8% автопарка, Евро-3 – 12,8%, нормам Евро-4 и Евро-5 – 11,6% парка. Распределение по регионам также неравномерное. Так, если в Москве нормам Евро-4 и Евро-5 соответствует почти 20% автопарка, то в регионах указанным нормам соответствует 2-3% парка. Ниже нормы Евро-2 для парка составляет где-то в пределах 70-75%.

Имеются и свои проблемы с т.н. легкими коммерческими автомобилями, т.е. малыми грузовыми автомобилями типа Лада, ИЖ. Нормам Евро-2 соответствует примерно 67% из общего парка более чем в 3,5 млн.ед.

По грузовым автомобилям положение, пожалуй, самое «напряженное». Нормам Евро-4 и 5 соответствует 2% автомобилей, нормам Евро-1 и ниже – 83,5% парка.

Возникает вопрос – каковы могут быть расчетные объемы выпуска бензинов высокого качества, если его использование будет неэффективным? Использование качественного бензина автомобилями с двигателями старого поколения, которые в силу своих характеристик просто неспособны выдавать заданные параметры по выхлопу – не имеет смысла. Еще раз приводим показатели – нормам Евро-2 и ниже соответствует 74,8% легковых автомобилей, 67% – легких коммерческих автомобилей, 83,5% грузовых автомобилей.

По расчетам некоторых специалистов, [8] потребление моторных топлив в России составляет примерно 59 млн. т, в т.ч. примерно 36 млн.т – бензины, 21,8 млн.т – дизельное топливо, 1,2 млн. т газобаллонное топливо. Потребление дизельного топлива в России автомобилями пока особо не растет. Это объясняется некоторыми факторами – цены на бензин и дизельное топливо практически одинаковы или близки, АЗС, на которых можно заправиться дизельным топливом не хватает и многие автовладельцы вынуждены возить с собой канистры с топливом, качество ДТ не всегда соответствует сезону, заявленным характеристикам. На наш взгляд, в ближайшее время все-таки будет доминировать бензин. ►

Модель	Численность	Доля, %	Модель	Численность	Доля, %
Лада	13872180	41,0	Mazda	483847	1,4
Toyota	3059988	9,1	Renault	477055	1,4
ГАЗ	1543854	4,6	Ока	460782	1,4
Москвич	1369173	4,1	Audi	450289	1,3
ЗАЗ	1268360	3,8	Kia	421736	1,2
Nissan	1241186	3,7	Mercedes-Benz	357711	1,1
Ford	908968	2,7	BMW	323886	1,0
Chevrolet	840090	2,5	Suzuki	246172	0,7
Mitsubishi	786328	2,3	Иж	227628	0,7
Hyundai	720068	2,1	Skoda	210354	0,6
УАЗ	665099	2,0	Subaru	195003	0,6
Volkswagen	661193	2,0	Peugeot	177509	0,5
Honda	635257	1,9	Volvo	159696	0,5
Opel	577443	1,7	Lexus	116810	0,3
Daewoo	483994	1,4	Fiat	74625	0,2
Прочие	778786	2,3	ВСЕГО	33795070	100

Таб. 2. Структура парка легковых автомобилей в России (2010 г.)

Год выпуска	Количество	Доля, %	Год выпуска	Количество	Доля, %
2010	450663	1,3	1997	1261553	3,7
2009	883609	2,6	1996	944798	2,8
2008	2906006	8,6	1995	787981	2,3
2007	2514994	7,4	1994	829748	2,5
2006	1828881	5,4	1993	856926	2,5
2005	1530649	4,5	1992	739991	2,2
2004	1491790	4,4	1991	741395	2,2
2003	1328770	3,9	1990	713853	2,1
2002	1395312	4,1	1989	638628	1,9
2001	1466155	4,3	1988	643813	1,9
2000	1224794	3,6	1987	615939	1,8
1999	1239556	3,7	<1987	5426313	16,1
1998	1153516	3,4			

Таб. 3а. Возрастная структура парка легковых автомобилей по состоянию на начало 2011 г.

Что касается грузовых автомобилей, то в подавляющем большинстве они эксплуатируются на дизельном топливе.

Представляется важным привести и показатели потребления моторных топлив в регионах. По мнению автора, для планирования поставок моторного топлива необходимо понимание географии внутренних поставок. В таблице 5 приведены данные статистики по состоянию на 2009г.

Причины лидерства Москвы, Московской области, Санкт-Петербурга вполне понятны. Во-первых, весьма велик парк автотранспортных средств. Во-вторых, через Москву и область идут крупные транзитные потоки грузов. В-третьих, Санкт-Петербург – крупный порт и значительная часть грузов вывозится автотранспортом.

Краснодарский край вышел в число лидеров по причине строительства объектов для Олимпиады-2014. Конечно, можно ожидать падения потребления топлива после 2014 г., но возможен и другой сценарий – развитие туризма, летнего и зимнего отдыха.

По различным оценкам, потребление моторных топлив к 2015 г. может возрасти до 70-71 млн.т, при этом бензинов – до 43,5- 43,7 млн.т, включая примерно 14 млн.т бензинов с октановым числом 95 и 98.

На наш взгляд, в ближайшие годы необходимость «полного» перехода на выпуск моторных топлив стандартов Евро 4, 5 российскими НПЗ не совсем оправдана. Как указывается выше, при реализации такой идеи будет достаточно долго на повестке дня стоять вопрос – а всем ли такое топливо необходимо, исходя из конструктивных особенностей российского автопарка. Полагаем, что более реальным выглядит наше соображение. Можно было бы взвесив все «за» и «против» районировать использование высококачественных топлив. Так, на наш взгляд в некоторых крупных городах и даже регионах введение таких стандартов вполне правильно. Например, в Москве, С.-Петербурге, в Краснодарском крае, Уфе и др. Введение новых правил в других регионах скорректирует сама жизнь, по мере замены парка на более современную технику, с ростом доходов населения. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. www.gks.ru
2. ИнфоТЭК. Ежемесячный нефтегазовый журнал., № 12, 2010, с.25.
3. World Oil and Gas Review 2011. 10-th Edition. ENI SPA. Roma. P. 129.
4. ИнфоТЭК. Ежемесячный нефтегазовый журнал., № 12, 2010, с.30.
5. Нефтегазовый журнал ИнфоТЭК. 2010, № 12, с.3.
6. Статистические данные компании «Автостат». www.zr.ru/tags/statistika/
7. Нефтегазовый журнал ИнфоТЭК. 2010, № 12, с.4.
8. Нефтегазовый журнал ИнфоТЭК. 2010, № 12, с.6.
9. Данные Росстата за соответствующие годы.

Модели (РФ, РБ, Украина)	Доля, %	Зарубежные модели	Доля, %
ГАЗ	29,9	Volvo	12
КАМАЗ	24,5	MAN	10,8
ЗИЛ	24	Scania	10,2
МАЗ	9,8	Mercedes	10,3
УРАЛ	6,3	Isuzu	6
КРАЗ	2,7	Mitsubishi	5,8
САЗ	2,1	Nissan	5,6
Прочие	0,8	Freightliner	4,9
		Tatra	4,8
		HINO	4,7
		Прочие	24,9

Таб. 3б. Структура парка грузовых автомобилей России по состоянию на начало 2010 г.

Возраст	Весь парк	Российские а/м	Иностранные а/м
До 5 лет	10,9	9	26,7
5-10 лет	10	8,2	24,2
Свыше 10 лет	79,1	82,8	49,1

Таб. 4. Возрастная структура парка грузовых автомобилей по состоянию на начало 2011 г. (%)

Субъект федерации	Объемы, млн.т	Доля, %
Москва	4,79	8,12
Московская область	3,21	5,44
Санкт-Петербург	2,03	3,44
Краснодарский край	1,91	3,24
Свердловская область	1,61	2,73
Ростовская область	1,48	2,51
Краснодарский край	1,32	2,24
Новосибирская область	1,3	2,2
Татарстан	1,3	2,2
Ханты-Мансийский АО	1,28	2,17
Челябинская область	1,28	2,17
Нижегородская область	1,19	2,02
Иркутская область	1,1	1,86
Самарская область	1,08	1,83
Воронежская область	1,07	1,81
Остальные регионы	33,05	56

Таб.5. Показатели потребления моторных масел. Статистика по состоянию на 2009г.

ПРИОРИТЕТЫ МОДЕРНИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ КАЗАХСТАНА

PRIORITIES OF MODERNIZATION OF PETROCHEMICAL COMPLEXES OF KAZAKHSTAN

О.И. ЕГОРОВ**О.А.ЧИГАРКИНА****O.I. EGOROV****O.A. CHIGARKINA**

Главный научный сотрудник д.э.н., профессор Института экономики Министерства образования и науки Республики Казахстан старший научный сотрудник к.э.н., доцент Института экономики Министерства образования и науки Республики Казахстан

Алматы
olivegorov@mail.ru

Almaty

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
KEYWORDS:

Модернизация, нефтехимический комплекс, конкурентоспособность
Modernization, petrochemical complex, competitiveness

Статья посвящена актуальной проблеме модернизации нефтегазового комплекса на базе создания нефтехимических кластеров в регионах Западного Казахстана.

Article is devoted to an actual problem of modernization of an oil and gas complex on the basis of creation of petrochemical complexes in regions of the Western Kazakhstan.

В настоящее время происходит кардинальная переориентация нефтехимической и химической промышленности в отношении исходного сырья, что имеет значительные преимущества не только в стабильности сырьевой базы, но и в уровне экономической эффективности. Так, из одной тонны легкого бензина может быть получено до 300 кг этилена, из такого же количества вакуумного газоilyя – около 170–180 кг, в то время как из тонны этана или пропана вырабатывают соответственно 800 и 420 кг этилена [1].

При определении экономической эффективности того или иного производства,

как правило, за критерий принимается соотношение затрат и размеров полученного эффекта. Однако, можно выбрать и другой путь расчетов, при котором сопоставляемый расход сырьевых ресурсов, необходимых для выпуска одного и того же изделия из традиционных материалов и нефтехимических соединений. Практически во всех случаях преимущества будут на стороне последних. Так, для изготовления тысячи бумажных мешков требуется 700 кг нефти, для такого же количества полипропиленовых – 500 кг, литровая стеклянная бутыль обходится в 250 г нефти, полиэтиленовая – в 116, энергоемкость выпуска ста метров чугунных труб составляет

почти 2 т нефти, керамических – 500 кг, а поливинилхлоридных – только 360 кг [1].

Реализация даже самых важных проблем в подсистемах нефтяной отрасли в том виде, в каком это осуществляется сегодня, еще не дает основания для утверждения, что принятая стратегия развития этого сектора экономики может привести к получению желаемых результатов. Углеводородное сырье давно получило статус ресурса многоцелевого использования, что предполагает не столько получение из него горюче-смазочных материалов или же экспорттирование его во все увеличивающихся объемах, сколько выделение ►

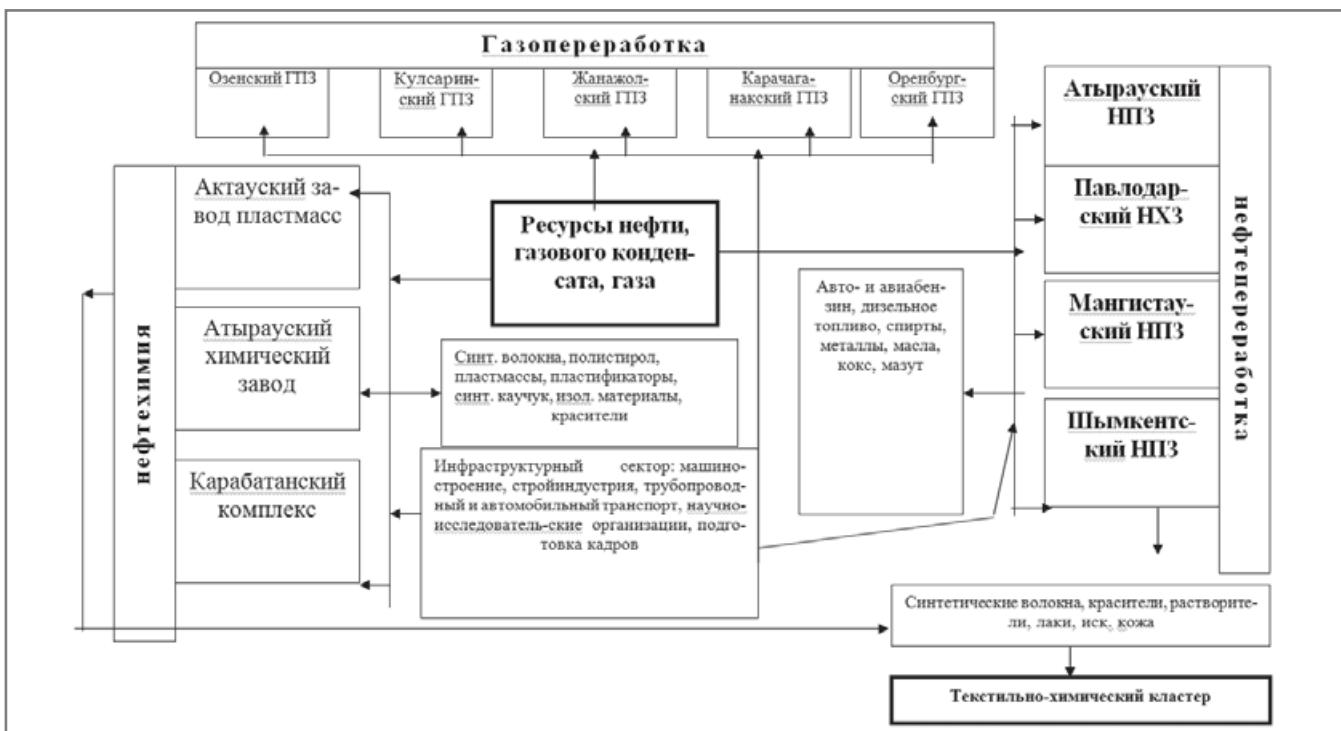


Рис. 1. Принципиальная схема формирования нефтегазового кластера

исключительно широкого ассортимента продукции, успешно заменяющей такие виды естественных ресурсов, как сталь, древесину, сельскохозяйственные культуры, кожу и т.п. (в соответствии с рисунком 1).

Попытки реструктуризации отечественного нефтегазового комплекса с целью увеличения доли перерабатывающего сектора предпринимались неоднократно в течение истекших 20 лет. Разрабатывались планы модернизации всех трех действующих в Казахстане нефтеперерабатывающих заводов. Некоторые проекты были осуществлены. Например, на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (АНПЗ) был введен в эксплуатацию комплекс технологических установок, на которых предполагалось вырабатывать топливо соответствующее европейским стандартам. Однако, этого результата пока добиться не удалось, поскольку поступающая на переработку смесь нефей различных месторождений постоянно меняла свои физико-химические параметры.

Другое направление реструктуризации нефтегазового комплекса связывается с реализацией ряда проектов, в основу которых положено создание нефтегазохимических производств. И в этом случае сложившаяся на текущий момент ситуация свидетельствует о том, что важные экономически оправданные начинания не реализуются в силу многих причин объективного и субъективного характера. Достаточно отметить, что широко разрекламированная в 2005 г. идея создания первого интегрированного нефтехимического комплекса в п. Карабатан до сих пор по прошествии столь большого промежутка времени не имеет конкретных контуров реализации.

Весь комплекс проблем, возникающих при развитии нефтегазовой отрасли, должен своевременно решаться поэтапно – с момента начала геолого-поисковых и разведочных работ до ввода в эксплуатацию месторождения и строительства объектов переработки углеводородных ресурсов. Такая стратегия может быть успешно реализована в процессе формирования нефтехимических кластеров на системной основе.

Ядром, концентрирующим вокруг себя выпуск необходимой для этих объектов продукции, должен стать новый нефтехимический комплекс, в технологическом отношении способный выделить из поступающего на переработку сырья – нефтяного газа всю гамму продукции, использование которой в последующих процессах позволяет выработать широкий ассортимент товаров, имеющих высокую добавленную стоимость и

высокую конкурентоспособность на внешних и внутреннем рынках.

Таким ядром должен стать первый интегрированный нефтехимический комплекс в Атырауской области (вблизи п. Карабатан), состоящий из органически связанных промышленных зон, исходным сырьем для которых послужит попутный газ Тенгизского и Кашаганского месторождений. В них последовательно должны быть размещены производственные и инфраструктурные объекты нефтехимического комплекса по производству ароматических углеводородов. Вблизи производственной зоны «Тенгизшевройл» предполагается строительство новой газосепараторной установки, в промышленной зоне г. Атырау расположатся новые предприятия малого и среднего бизнеса, которым предстоит организовать выпуск инновационной нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью. Здесь же должно быть предусмотрено производство химических реагентов для нефтеперерабатывающих предприятий. На базе производственных мощностей АНПЗ может осуществляться производство бензола, параксилола.

Главной задачей интегрированного нефтехимического комплекса является выпуск наиболее важных для нефтехимии соединений – полиэтилена и полипропилена, которые станут исходным сырьем для всех новых и действующих производств региона. Это позволит, в конечном счете, интегрировать казахстанскую нефтехимию в общемировую систему производства и сбыта.

Кроме того, значительная часть этого ассортимента позволяет, во-первых, дать стимул развитию отдельных отраслей промышленности (легкая, машиностроение, резино-техническая), во-вторых, экспортовать в страны ближнего и дальнего зарубежья.

На основе анализа потребностей в нефтехимической продукции международного рынка в региональном аспекте для Казахстана наиболее выгодным экономически будет создание нефтехимических производств по выпуску полиэтилена, полипропилена, стирола и полистирола, этиленгликоля и бензола, метанола – базовой нефтехимической продукции.

Следующим этапом реализации проектов создания кластеров могло бы стать внедрение проектов по выпуску широкой гаммы нефтехимической продукции (синтетических каучуков, ароматических соединений, моторных масел и другой продукции), в том числе на основе использования нефти и остатков ее переработки. Для производства

базовой нефтехимической продукции основными источниками сырья станут попутные и природные газы с ТОО «Тенгизшевройл» (ориентировано в объеме 6 млрд куб.м в год), НПЗ и ГПЗ Атырау, Жанаозеня, а в последующем – с Караганака и Кашагана.

Для привлечения инвестиций в строительство комплекса взаимосвязанных нефтехимических производств в республике начаты мероприятия по формированию Национального индустриального нефтехимического технопарка в Атырауской области с использованием преимуществ специальных экономических зон (СЭЗ). С целью обеспечения нефтехимических предприятий отечественными сырьевыми ресурсами СЭЗ «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк в Атырауской области» (СЭЗ НИНХ – технопарк) уже проведен ряд мероприятий. Определены ориентировочные мощности нефтехимических производств, объемы и номенклатура планируемой к выпуску нефтехимической продукции.

Ассортимент продукции, который будет производиться на технологических линиях этого объекта, как показывают наши расчеты и осуществленный анализ конъюнктуры мировых рынков, относится к числу востребованных с ежегодно увеличивающимся спросом. Результаты переработки 6-8 млрд. м³ газа, на что практически и рассчитаны мощности этого нефтехимического комплекса, позволяют извлечь из поступающего сырья достаточно широкий перечень готовой продукции конкурентоспособной на мировых рынках (таблица 1).

Министерство энергетики и природных ресурсов РК совместно с АО «НК «КазМунайГаз» и АО «Разведка Добыча «Казмунайгаз» ведут работу по привлечению инвесторов. Кроме крупных инвестиционных проектов, таких как технопарк в Атырау, в Казахстане планируется создание новых производств и установок по переработке углеводородного сырья, а также мероприятия по модернизации и технологическому вооружению действующих нефтехимических предприятий. Ведется разработка предложений по развитию нефтехимических производств в Мангистауской области (нефтехимический индустриальный технопарк) и по формированию кластера по развитию шинного производства и выпуска резинотехнических изделий.

Таким образом, в Казахстане к 2015 году при реализации ряда совместных инвестиционных проектов, в том числе при участии зарубежных партнеров, по модернизации и технологическому вооружению действующих предприятий нефтехимической промышленности, а также по созданию новых производств можно ожидать выпуск широкой гаммы нефтехимической продукции. Необходимый объем инвестиций до 2015 года в нефтехимический комплекс Казахстана по нашему мнению может быть оценен в 8-10 млрд. долларов. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Сармурзина Р.Г. Нефтехимические производства в Казахстане//Нефть и газ. - №3. – 2007. – С.103-108.

Примечание – Таблица рассчитана авторами

Таб. 1. Экономические результаты переработки газа

Наименование продукции	Выход продукции, тыс. т	Общая сумма реализации продукции, млн. долл.
Полипропилен	300	240
Полиэтилен	300	300
Бутан	400	120
Сжиженный нефтяной газ	800	280
Газовая сера	1600	320
Итого	3400	1260

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ РАДИОГРАФИИ НА ОСНОВЕ ЗАПОМИНАЮЩИХ ПЛАСТИН ДЛЯ КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ

THE APPLICATION OF COMPUTED RADIOPHOTOGRAPHY-BASED PHOSPHORUS
PLATES FOR TESTING OF WELDED JOINTS OF OIL AND GAS PIPELINES

**К.А. БАГАЕВ
А.Н. ВАРЛАМОВ**

технический директор, ООО «Ньюком-НДТ»
начальник лаборатории неразрушающего контроля
Управления Аварийно-Восстановительных Работ
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

Санкт-Петербург
kb@newcom-ndt.ru

**К.А. BAGAEV
A.N. VARLAMOV**

Technical director, Newcom NDT LLC
Head of the Laboratory of Nondestructive Testing, the rescue and recovery operations office. «Gazprom-Transgaz»

Saint-Peterburg

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

компьютерная радиография, цифровая радиография, фосфорные пластины,
рентгеновская пленка
computed Radiography, Digital Radiography, X-Ray films, phosphorus plates

KEYWORDS:

В статье рассмотрена технология компьютерной радиографии с помощью запоминающих пластин. Обсуждаются преимущества цифровой радиографии перед пленочной. Освещается физика процесса взаимодействия рентгеновского излучения с фосфорными пластинами, обсуждаются способы подбора времени экспозиции при контроле с помощью пластин. Рассказывается о применении компьютерной радиографии для контроля сварных соединений трубопроводов.

The article describes the Computed Radiography technology using the phosphorus plates. The review of digital radiography advantages is presented. The article highlights the physics of the X-rays interactions with the phosphorus plate material. Also methods of choosing the exposure time are discussed. Article demonstrates the application of Computed Radiography for the NDT purposes in welded joints of pipelines.

Введение

Рентгеновская радиография на протяжении многих лет является одним из наиболее востребованных методов неразрушающего контроля. С момента появления этого метода НК основным и, по сути, единственным детектором рентгеновского излучения являлась рентгеновская пленка. Однако с развитием техники появилось несколько альтернативных детекторов для рентгеновской радиографии.

На смену рентгеновской пленке всё активнее приходят линейные и плоскопанельные детекторы (ЛД и ППД), рентгено-телевизионные системы и комплексы на основе рентгеновских электронно-оптических преобразователей (РЭОП), системы компьютерной радиографии с запоминающими многоразовыми пластинаами.

В последние годы также прослеживается тренд по оцифровке архивов рентгеновских пленок с помощью специальных сканеров. В результате данной процедуры аналоговый сигнал с рентгеновской пленки конвертируется в цифровой формат и сохраняется в виде файла на компьютере, т.е. рентгеновский снимок объекта – это набор точек с различными уровнями интенсивности серого цвета.

Компьютерная радиография с применением запоминающих пластин

Компьютерная радиография с применением запоминающих многоразовых пластины все активней приходит на смену традиционной пленочной радиографии. Крупные корпорации, такие как «Транснефть» или «Газпром» разрабатывают новые и вносят изменения в имеющиеся стандарты организаций с учётом технологий цифровой радиографии [1], [2].

Предлагаемые на рынке системы

компьютерной радиографии обычно состоят из трёх частей:

1. Сканер для считывания и очистки пластины.
2. Запоминающие многоразовые пластины.
3. Программное обеспечение, установленное на компьютере и предназначеннное для управления сканером, считывания и обработки изображений.

Для использования систем компьютерной радиографии также необходима методика проведения радиографического контроля, которая должна содержать указания по выбору типа запоминающей пластины, времени экспонирования, режима считывания изображения сканером и т.д.

Преимущества систем компьютерной радиографии на пластинах

Компьютерная радиография с помощью запоминающих пластин имеет ряд существенных преимуществ перед традиционной радиографией на пленку:

1. Возможность применения в полевых условиях. Применение запоминающих пластин практически не отличается по условиям от рентгеновской пленки. Они легко гнутся и могут быть обёрнуты вокруг сварного шва трубопровода; для пластины не требуется внешнего источника электроэнергии, создания каких-то особых условий контроля – все это является конкурентным преимуществом пленки и пластины в сравнении с ППД, РЭОП, которые затруднительно применять при контроле нефте- и газопроводов.
2. Отсутствие химической обработки. Как известно, для получения снимка на рентгеновскую пленку необходимо провести ряд операций, затратных с точки зрения времени, денег и экологической безопасности. Рентгеновскую пленку

требуется проявлять, закреплять, промывать и сушить – для чего используются передвижные или стационарные фотолаборатории. Происходит постоянный расход химикатов. При этом время

получения снимка после экспонирования на пленку составляет не менее десяти минут. В случае запоминающих фосфорных пластин химическая обработка не требуется. После экспонирования пленку необходимо вставить в специальный сканер, который считывает изображение с пластины. Вся операция занимает от нескольких секунд до нескольких минут, в зависимости от размера пластины и режима считывания.

3. Возможность многократного использования пластины. После того, как считающий сканер получил изображение с запоминающей пластины, её подвергают очистке. Процедура осуществляется специальным встроенным мощным лазером, т.е. процесс считывания снимка и очистка пластины происходят последовательно и не расходуется дополнительное время. Сразу же после очистки пластина готова к повторному использованию.
4. Высокая чувствительность. Запоминающие пластины не уступают в чувствительности рентгеновской пленке, а во многих случаях превосходят её.

5. Высокое пространственное разрешение. Имеющиеся на рынке системы компьютерной радиографии могут обеспечить пространственное разрешение до 12,5 мкм. Такое пространственное разрешение позволяет использовать их не только для контроля нефте- и газопроводов, но также в атомной и авиационной промышленности. При контроле трубопроводов достаточно разрешения в 50-100 мкм.

6. Широкий диапазон возможных экспозиций объекта контроля. Считывающий сканер обычно обладает широким диапазоном режимов усиления. Это означает, что в зависимости от выбора усиления снимок может быть более или менее ярким. Например, при первичной оцифровке пластины сигнал получился неярким. Тогда, если пластина не была очищена, её можно ещё раз оцифровать, но с уже более высоким усилением. В этом случае снимок станет более тёмным и приемлемым для анализа и расшифровки. Регулировка усиления особенно полезно при подборе режима контроля или при применении слабых импульсных аппаратов.

7. Снимок объекта контроля сразу же получается в цифровом формате. С учётом того, что в последнее время многие крупные компании предъявляют требования к оцифровке рентгеновских снимков, полученных на плёнку, это является дополнительным экономическим преимуществом запоминающих пластин. (Процедура оцифровки рентгеновских плёнок весьма дорогостоящая ввиду того, что на рынке мало представлено оборудование, способное оцифровать плёнки с высокой плотностью потемнения и при этом обеспечить низкий уровень шумов).

8. Удобство хранения информации. Рентгеновские плёнки необходимо сохранять от года до нескольких лет в зависимости от руководящих документов организаций. Хранение плёнки подразумевает наличие специальных помещений, с определённой температурой и влажностью. При этом поиск конкретной плёнки весьма затруднён. Снимки, полученные с помощью запоминающих пластин, можно хранить как на сервере предприятия, так и в архиве на CD или DVD дисках. Процедура хранения не требует организации специального помещения, поиск нужного снимка осуществляется очень быстро – с помощью компьютера. Это ещё одно экономическое преимущество запоминающих пластин.

Особенности применения систем компьютерной радиографии

Существует несколько важных аспектов, которые необходимо учитывать при использовании запоминающих пластин.

- Правильное обращение с пластины. Срок службы пластины во многом определяется аккуратностью обращения с ней. При правильной эксплуатации, пластины можно использовать несколько тысяч раз (в зависимости от типа и производителя). Пластины необходимо держать в специальных защитных чехлах из мягкого материала, предотвращать появление царапин. Их нельзя сильно скручивать, резко перегибать. Нужно правильно подбирать размер пластин под конкретную задачу. Не рекомендуется использовать очень длинные пластины, так как они больше подвержены механической деформации.
- Правильный подбор источника рентгеновского излучения. Чувствительность запоминающих пластин превосходит

чувствительность рентгеновской пленки в области низких энергий излучения – до 200 кэВ и уступает при высоких энергиях – порядка 1 МэВ. В связи с этим при контроле на запоминающие пластины рекомендуется в качестве источника излучения использовать рентгеновские аппараты, а не источники – радионуклиды.

- Правильное расположение пластины. При установке пластины на объекте контроля желательно избегать прямой засветки рентгеновским излучением, т.к. прямое попадание излучения может оставлять на пластинах области с максимальной интенсивностью засветки. Для стирания этих областей требуется пропустить пластины через устройство очистки несколько раз, что замедляет процесс работы. Данное неудобство отсутствует при контроле сварных швов трубопроводов. Его также можно минимизировать правильным подбором размера пластины, установкой защитных масок или специальных тонких фильтров рентгеновского излучения.
- Правильный учёт внешнего освещения. Запоминающие пластины можно использовать при обычном освещении. Однако яркий солнечный свет содержит компоненты спектра, которые стирают изображение с пластины. В связи с этим её нельзя вынимать из защитного чехла до оцифровки, саму оцифровку нужно производить в помещении, куда не попадает солнечный свет и отсутствует очень яркое освещение.
- Правильный подбор времени экспозиции пластины и режима усиления сканера. Для того, чтобы добиться максимальной чувствительности контроля в зависимости от толщины объекта контроля, необходимо подобрать напряжение на рентгеновской трубке, выбрать пространственное разрешение и тип пластины, установить величину усиления в считающем сканере таким образом, чтобы время экспозиции было минимальным. Эти величины подбираются либо экспериментальным способом, либо с помощью компьютерного моделирования. В дальнейшем они должны быть вписаны в методику или технологическую карту контроля.

Подбор времени экспонирования на запоминающие пластины с помощью компьютерного моделирования

На кафедре «Экспериментальной ядерной физики» СПБГПУ разработан метод моделирования прохождения гамма-квантов и электронов через вещество и на его основе создан программный комплекс «МСС 3D» (*Monte Carlo Calculation 3D*, [3], [4], [5]) для расчета функций отклика детекторов. Программа позволяет моделировать взаимодействия гамма-квантов, электронов и позитронов с атомами различных веществ. Для расчетов используются современные базы данных по сечениям взаимодействия частиц с веществом. С помощью достаточного простого интерфейса можно создавать трехмерные модели объектов. Существует возможность создания объемных и точечных источников излучения. Спектральный состав источников может быть непрерывным, моноэнергетическим, каскадным.

Таким образом, существует возможность моделирования спектров от традиционных источников, применяемых в радиографическом контроле – рентгеновских трубок и радионуклидов. На программный комплекс «МСС 3D» получен сертификат из института метрологии им. Менделеева – ВНИИМ – подтверждающий, что программа адекватно описывает процессы взаимодействия гамма- и электронного излучения с веществом в энергетическом диапазоне характерном для целей неразрушающего контроля.

Комплекса «МСС 3D» используется для подбора времени экспозиции несколькими организациями, работающими в области НК. В частности, для выбора времени экспозиции при контроле сварных соединений трубопроводов. Результаты компьютерного моделирования дают хорошее согласие с экспериментом и позволяют правильно подобрать время и режим экспонирования, без трудоёмкой и затратной с точки зрения времени процедуры, которую пришлось бы проводить в полевых условиях. Комплекс «МСС 3D» также может быть применён для правильного подбора режима работы рентгеновской трубы – для достижения требуемой чувствительности контроля при минимальном времени экспозиции [5].

Резюмируя, можно отметить, что компьютерное моделирование позволяет сэкономить время подготовки к контролю объекта и добиться оптимального значения чувствительности контроля при минимальном времени экспозиции.

Применение запоминающих пластин при контроле сварных соединений трубопроводов.

В лаборатории неразрушающего контроля Управления Аварийно-Восстановительных работ филиала ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» проводились испытания одной из известных систем компьютерной радиографии на предмет ее возможностей применения при контроле сварных соединений, а также с целью выявления достоинств и недостатков системы. Оценивались чувствительность контроля и выявляемость дефектов, особенность технологии использования запоминающих пластин при проведении просвечивания, а также проводился подбор оптимальных режимов просвечивания и параметров сканирования для выявления наилучшей чувствительности контроля.

Испытания системы проводились на следующих объектах:

1. Волховское ЛПУМГ:
 - конкурс сварщиков;
 - огневые работы по выполнению захлеста г. о. к ГРС «Волхов-1» и подключению г. о. к МГ «Грязовец-Ленинград»;
 - огневые работы на крановом узле 515-2.7.
 2. Валдайское ЛПУМГ, ГРС «Короцко».
 3. Колпинское ЛПУМГ:
 - подключение участка на ГРС «Шоссейная», лупинг-2;
 - монтаж АГРС, выход на АГНКС и вход на АГРС «Радуга».
- При испытании проводилось просвечивание сварных стыков труб диаметром от

32 до 720 мм, с толщинами стенок от 4 до 10 мм. Со стороны источника излучения были установлены канавочные эталоны чувствительности по ГОСТ 7512-82 [6]. Параметры просвечивания соответствовали требованиям ГОСТ 7512-82 [6] и ГОСТ 20426-82 [7].

Просвечивание проводилось импульсными рентгеновскими аппаратами «Арина-3», «Арина-5» и «Арина-7».

По результатам испытаний можно отметить следующие преимущества цифровой радиографической системы:

- при часто возникающей ситуации нестабильной работы рентгеновских аппаратов в трассовых условиях, можно добиться требуемой чувствительности контроля на пластине путем подбора параметров сканирования и обработки изображения (повышение или понижения контрастности, его затемнения или осветления) – это также актуально при разнотолщинности сварного соединения;
- пластины можно использовать повторно – несколько тысяч циклов без потери качества изображения;
- при расшифровке снимков с использованием системы не требуются негатоскоп, денситометр и фотолаборатория;
- существует возможность быстрого и точного определения размеров отмеченных на снимке дефектов;
- существует возможность выдачи заключения по результатам контроля в установленной форме, заключение и изображения можно отправить по электронной почте для консультаций со специалистами

в головном офисе.

- все операции дефектоскописта со снимком протоколируются;

Были выявлены также недостатки и вопросы, требующие доработки. Для увеличения эффективности работы, программное обеспечение комплекса должно включать в себя следующие возможности:

1. распознавать сварные соединения малых диаметров ($\varnothing 57$, $\varnothing 89$, $\varnothing 108$ мм), просвеченные на эллипс. Использовать эти области снимка в целях автоматической расшифровки.
2. распознавать и классифицировать все типы дефектов согласно нормативной документации, по которой ведется контроль (СТО Газпром [1], РД Транснефть [2] и т.д.).
3. автоматически применять критерии по уровням качества в соответствии с нормативной документации, оценивать допустимость размеров дефектов и выдавать решение о годности или негодности сварного соединения.
4. распознавать мерный пояс на сварном соединении и выдавать координаты недопустимых дефектов по текущей координате пояса.

Вывод

Системы компьютерной радиографии имеют много преимуществ перед рентгеновской пленкой и при соответствующем развитии программного обеспечения, применении современных средств компьютерного моделирования смогут существенно облегчить контроль стыков нефте- и газопроводов.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» РД 19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов».
2. ОАО «Газпром» Стандарт Организации «Газораспределительные системы. Методика проведения рентгенографического контроля сварных соединений стальных газопроводов с применением метода цифровой рентгенографии», СТО Газпром 2-2.3-561-2011.
3. К.А.Багаев, С.С.Козловский, И.Э. Новиков, Программа для имитационного трёхмерного моделирования систем детектирования и регистрации ионизирующего излучения на базе развитого графического интерфейса. Журнал «Анри» №4 (2007) 35-40.
4. К.А. Багаев. Расчет активности источника по поглощенной в детекторе дозе с помощью компьютерного моделирования. Доклад на Всероссийском Форуме «Наука и инновации в технических университетах», СПб, СПбГПУ (2007) 7-8.
5. С.С. Козловский, К.А. Багаев, Выбор типа рентгеновской трубы и времени экспозиции с помощью компьютерного моделирования. Ежеквартальное журнальное обозрение «В мире НК» №1 (39) (2008) 61-62.
6. ГОСТ 7512, Контроль неразрушающий, соединения сварные, радиографический метод.
7. ГОСТ 20426-82, Контроль неразрушающий, методы дефектоскопии.



Петербургский Международный
Газовый Форум

В рамках II международного
Петербургского газового форума

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

РОС-ГАЗ-ЭКСПО



Место проведения:
выставочный комплекс «Ленэкспо»
Санкт-Петербург, Большой пр. В. О. 103,
павильоны 7, 8А

4-6 июня '12
Санкт-Петербург

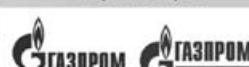


При поддержке:



тел: +7 (812) 777-04-07, 718-35-37
st@orticon.com, www.farexpo.ru

Соорганизаторы:



Деловые партнеры:



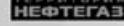
Спонсор Платформы инноваций:



Генеральный информационный партнер:



Официальный информационный партнер:





Система компьютерной радиографии Duerr HD-CR 35 NDT – это:

- Высококачественная техника из Германии, сертифицированная BAM* по классу чувствительности IP1 в соответствии со стандартом EN14784-1 и IP Special по стандарту ASTM E 2446 с пространственным разрешением 40 мкм.
- Высочайшее сканирующее разрешение от 25 мкм, позволяющее контролировать детали для авиа-космической и атомной промышленности.
- Минимальный вес и габариты оборудования, высокая надёжность, низкое энергопотребление, возможность работы от аккумуляторов – все это позволяет использовать его в полевых условиях.
- Программное обеспечение «X-Vizor» (св-во о регистрации № 2012610620), разработано специально для российских потребителей, осуществляющих контроль по ГОСТ 7512, СТО Газпром 2-2.4-083-2006, СТО Газпром № 2-2.3-561-2011, РД Транснефть 19.100.00-KTH-001-10 и другим нормативным документам.



Гарантия качества – сделано в Германии!

* Федеральный Институт Исследования и Тестирования материалов, Берлин, Германия.

Автоматический сканер Duerr HD-CR 43 NDT

исключает механическое повреждение активной поверхности пластины за счет жесткой кассеты и специального подающего устройства внутри сканера и позволяет достичь более 20 000 (двадцати тысяч!) циклов записи/стирания на пластину с кассетой.



МУЛЬТИФРАКТАЛЬНАЯ ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ В ОЦЕНКЕ УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЙ В МАТЕРИАЛЕ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

MULTIFRACTAL PARAMETRIZATION AS METHOD OF
TENSION ESTIMATION IN MATERIAL OF OIL AND GAS PIPELINES

УДК 620.18

A. СИЛЬВЕСТРОВ
A. Д. АНВАРОВ

В.А. БУЛКИН

A.S. SILVESTROV
A.D. ANVAROV

V.A. BULKIN

соискатель, Главный инженер проектов ООО «Астрапроект»
к.т.н., Ведущий инженер ФГБОУ ВПО
«Казанский национальный исследовательский технологический
университет» (ФГБОУ ВПО «КНИТУ»)
д.т.н., профессор ФГБОУ ВПО «КНИТУ»

aspirant, Chief engineer of projects of LLC «Astraproject»
PhD, Leading engineer of Kazan
National Research Technological University
Doctor of Sc., Full Professor of
Kazan National Research Technological University

Казань
SilvestrovAS@mail.ru

Kazan

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
KEYWORDS:

газонефтепроводы, металлография, мультифрактальная параметризация,
внутренние напряжения
oil and gas pipeline, metallography, Multifractal parameterization, Internal tensions

Установлено, что характер распределения значений мультифрактальных характеристик изображений металлографических структур исследованных образцов повторяет характер распределения напряжений в материале этих образцов, что дает предпосылку разработки метода оценки фактического НДС неразрушающим способом.

It was identified that there is a correlation between the values of tensions which had been affected pipeline material and the results of multifractal parametrization of the digital images of its structure. This is a fundamental principle of the method of estimation of actual stress-strain state by nondestructive way.

Работа технических устройств, таких как магистральные трубопроводы, сопряжена со сложными условиями эксплуатации. Одной из возникающих при этом проблем является сложность анализа напряженно-деформированного состояния (НДС) исследуемого участка трубопровода. Причем получить реальную картину распределения НДС часто не представляется возможным в силу специфики данного вида технических устройств опасных производственных объектов (протяженные скрытые участки трубопроводов, сложность в соблюдении

технологии укладки при строительстве, перемещение пластов земли совместно с трубопроводом при сезонных колебаниях температуры и прочее [1]).

Ранее показаны [2, 3] возможности метода мультифрактальной параметризации как метода обладающего высокой чувствительностью к изменениям механических характеристик металла. Нет сомнений в том, что изображение металлографической структуры несет огромную информацию о природе металла, при этом стандартными методами металлографии удается

извлекать лишь небольшую ее часть.

В работе [4] предложено теоретическое обоснование в применении метода мультифрактальной параметризации для установления соотношения между характером деформаций и мультифрактальными параметрами металлографической структуры, на основании которых был предложен стандартный образец металлографической структуры для проверки соответствия мультифрактальных параметров деформациям СО-МФ-1 (рис.1) и получен патент на полезную модель №100256.

СО-МФ-1 выполняется в виде прямоугольной пластины из металла идентичного материалу контролируемого трубопровода, содержит захватные 1 и рабочую 2 части (рис. 1). В рабочей части образца выполнены вырезы с радиусом R, симметрично расположенные относительно продольной оси, образующие перешейк. Радиус R и минимальная ширина перешейка a определяются расчетным путем по соотношениям напряжений в точках на продольной оси, соответствующими пределу прочности в минимальном сечении перешейка и упругой деформации металла в начале выреза.

Для апробации данного метода были изготовлены и испытаны 2 образца (рис. 2, 3).

1-й образец изготовлен из металла аварийного запаса (с исходными свойствами и структурой), 2-й образец из металла трубопровода, отработавшего расчётный ресурс. Марка материала в обоих случаях соответствовала стали 17Г1С.

После испытаний на растяжение на рабочей части образцов были изготовлены металлографическиешлифы, на ►

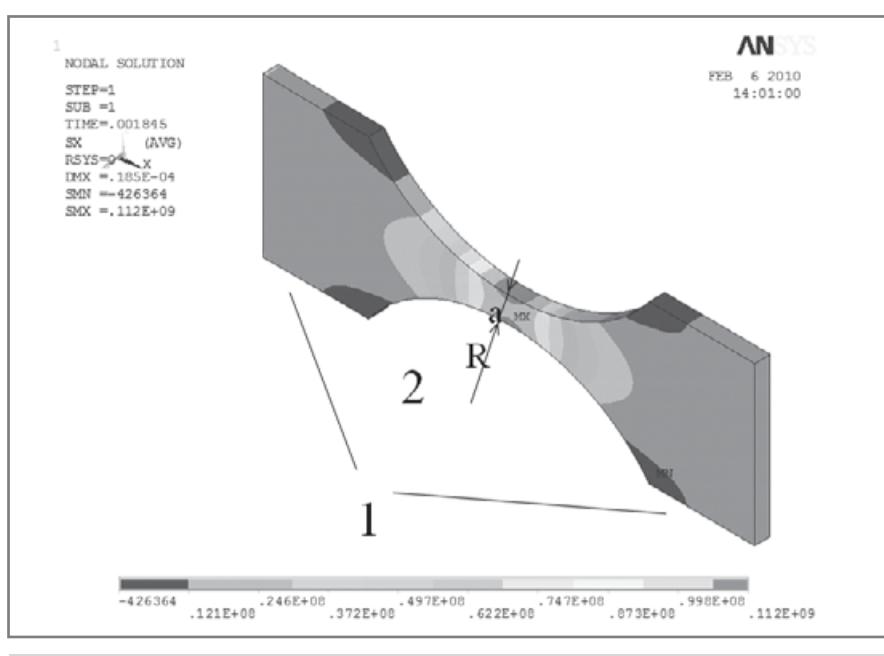


Рис.1. Устройство СО-МФ-1. Вид из программы Ansys

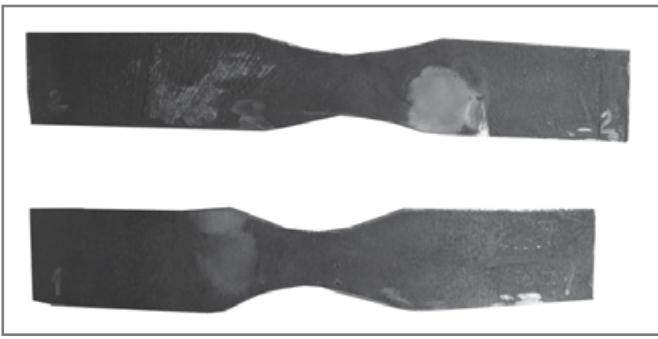


Рис. 2 Внешний вид исходных образцов

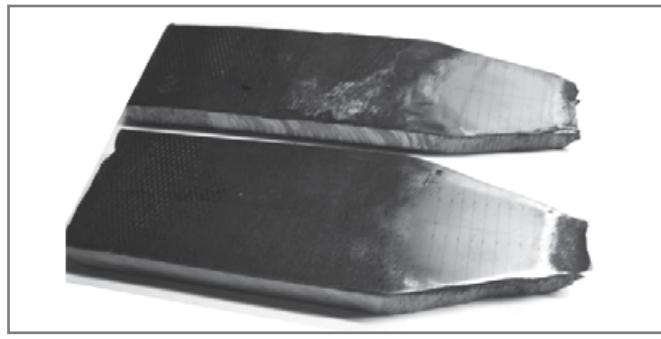


Рис. 3 Части 1-го и 2-го образцов после испытаний на растяжение с изготовленным на поверхности металлографическим шлифом

изображениях которых впоследствии был проведен мультифрактальный анализ (МФА) в программе MFRDrom. Шлифы изготавливали на поверхности образца соответствующей наружной поверхности трубопровода. Для удобства анализа и привязки металлографических снимков на поверхность шлифов была нанесена сетка с шагом 3 мм.

В результате МФА были получены следующие результаты (рис. 4, 5).

На графиках в координатах однородность (F200) – упорядоченность (D1-D200) представлены результаты МФА изображений металлографической структуры участков, расположенных на разном удалении от места разрушения образцов. Средние значения полученных в результате анализа данных представлены на рис.6,7.

Как видно из графиков, характер распределения результатов МФА логично сочетается с областями распределения НДС образца (рис.1).

Проведенные исследования позволяют проводить анализ НДС образцов (например, в программе Ansys) по имеющимся данным механических испытаний с последующей привязкой расчетных данных по НДС соответствующим значениям МФА изображений структур данных областей.

Принимая во внимание, что изготовление металлографических шлифов предполагается осуществлять непосредственно на наружной поверхности действующего трубопровода, метод претендует на статус неразрушающего метода оценки фактического напряженно-деформированного состояния трубопровода. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Сильвестров А.С., Анваров А.Д., Булкин В.А. Термоциклические процессы как причина КРН на магистральных газопроводах / Вестник Казанского государственного технологического университета, №18, 2011, стр.168.

2. Сильвестров А.С., Анваров А.Д., Булкин В.А. Пути совершенствования системы оценки работоспособности магистральных трубопроводов нефти и газа. / Контроль. Диагностика. - №6 - 2010, стр19-22.

3. Анваров А.Д. Возможность идентификации механических свойств металла оборудования химических производств при экспертизе промышленной безопасности на базе метода мультифрактальной параметризации / А.Д. Анваров, А.С. Маминов, В.А. Булкин, Г.В. Востовский / Вестник Казанского государственного технологического университета. – 2006. - №1. – С.77-82.

4. Сильвестров А.С., Анваров А.Д., Николаев Е.И., Булкин В.А. Применение метода мультифрактальной параметризации при оценке остаточного ресурса магистральных трубопроводов / Вестник Казанского государственного технологического университета, №12, 2010, стр. 464.

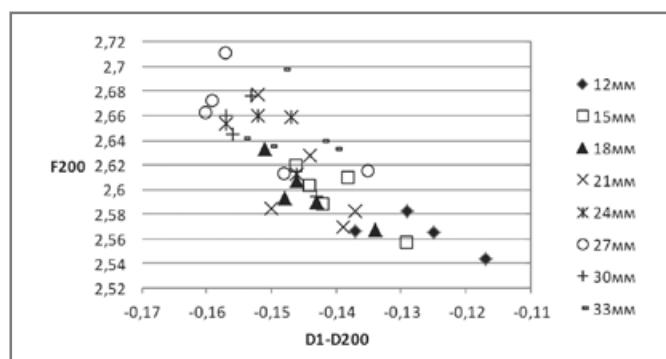


Рис. 4 Распределение значений мультифрактальных параметров 1 образца

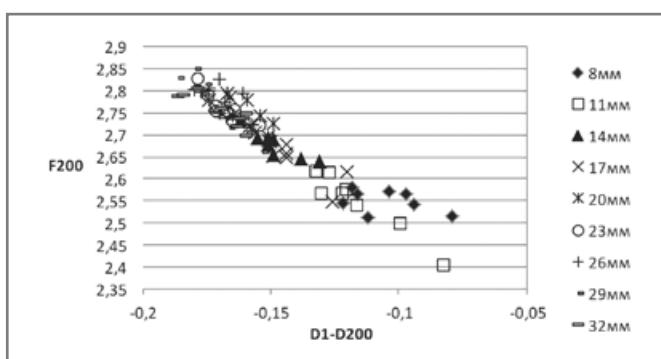


Рис. 5 Распределение значений мультифрактальных параметров 2 образца

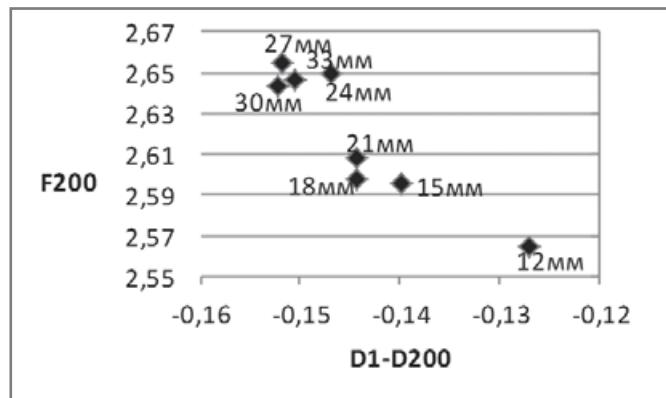


Рис. 6 Усредненные значения результатов МФА для изображений структур 1-ого образца

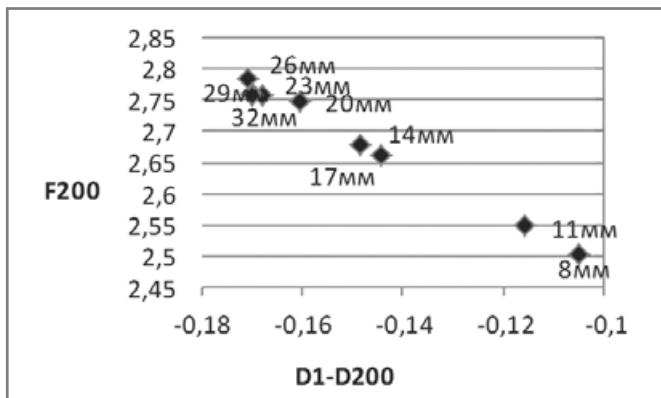


Рис. 7 Усредненные значения результатов МФА для изображений структур 2-ого образца

НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДЫ ТЕРМОГРАФИИ

RELIABILITY OF POWER EQUIPMENT AND THERMAL IMAGING METHODS

Р.А. РОМАНОВ

аспирант СПбГУКиТ, директор по маркетингу и сбыту ООО «Балтех»

А.А. БЕЛОУСОВ

д.т.н., профессор СПбГУКиТ

R. ROMANOVgraduate student of SPbGUKiT,
Sales and Marketing Manager of Baltech Ltd.**A. BELOUSOV**

Doctor of Engineering Science, professor SPbGUKiT

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:термография, тепловизионная диагностика, термограмма
thermal imaging, thermal imaging diagnostics, thermal image**KEYWORDS:**

Санкт-Петербург

RomanovRA@baltech.ru

Saint-Petersburg

В статье рассматриваются проблемы обеспечения надежности энергетического оборудования методами термографии.

The article is concerned with problems of reliability assurance of power equipment using thermal imaging methods.

Современный уровень развития технологий энергетических предприятий предъявляет высокие требования к надежности и безопасности оборудования, а также к эффективной и экономичной его работе. Надежность энергетического оборудования закладывается при проектировании и поддерживается при эксплуатации. Периодические плановые ремонты энергетического оборудования при эксплуатации призваны поддерживать заложенный коэффициент надежности с помощью замены износившихся деталей, инструментария и средств технической диагностики. Надежность оборудования базируется на обязательном применении новейших средств, методов контроля и диагностики энергетического оборудования и требует комплексного подхода к решению инженерно-технических проблем.

В настоящее время в энергетике применяется 9 видов и более 50 физических методов неразрушающего контроля, применяемых в отечественной и зарубежной практике для диагностики технического состояния энергомеханического оборудования (электрооборудование, электродвигатели, турбины, дымососы, вентиляторы, редукторы, компрессоры и пр.).

Обслуживание оборудования по фактическому техническому состоянию или проактивное базируется на применении ряда методов технической диагностики и распознавания технических состояний, которые, в сочетании, позволяют определять большую часть различных дефектов, возникающих в технологическом оборудовании предприятия. Для того чтобы использовать определенные виды диагностики, необходимо разбить оборудование по искомым диагностическим признакам технического состояния.

Большинство энергетического оборудования, находящегося в эксплуатации теоретически не рассчитано на всевозможные эксплуатационные воздействия и не испытаны на них при выпуске с заводов, так как отсутствуют методики ресурсных испытаний у производителей данного оборудования. Поэтому в эксплуатации приходится решать две основные проблемы с помощью средств технической диагностики:

1. Выявлять развивающиеся дефекты, которые появляются после обычных эксплуатационных воздействий и естественного износа;

2. Определять остаточный ресурс или возможность надежной эксплуатации без

капитального ремонта.

Для выбора того или иного метода неразрушающего контроля и технической диагностики (далее НК и ТД) необходимо провести сравнительный анализ эффективности наиболее распространенных методов диагностики применительно к задаче обеспечения надежности и безопасности энергетического оборудования. Для решения указанной задачи воспользуемся наиболее признанными в данное время в теории принятия решений методом анализа иерархий (МАИ).

В соответствие с методом МАИ нам необходимо выбрать наиболее эффективный метод технической диагностики для определения технического состояния энергетического оборудования.

Низший уровень иерархии составляют альтернативы А1, А2, ..., Аn. В качестве альтернатив примем для расчетов три метода технической диагностики. Для диагностики энергетического оборудования наиболее целесообразно применять вибродиагностику (Вд), тепловизионную диагностику (Т) или дефектоскопию (Д).

В качестве критериев возьмем основные преимущества методов технической диагностики и выберем из общего списка три ►



Рис. 1. Классификация видов неразрушающего контроля

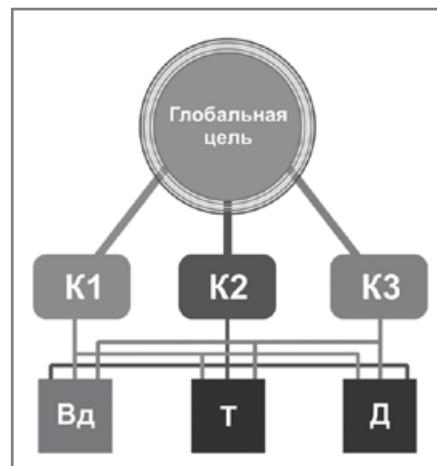


Рис. 2. Выбор метода технической диагностики

наиболее важных для расчетов методом МАИ. В качестве критерии могут быть:

- безопасность измерений (дистанционно или контактно);
- быстрота или скорость измерения (количество измерений за единицу времени);
- простота измерений (понятность и наглядность для любого диагностика);
- эффективность (количество диагностируемых дефектов и узлов данным методом);
- экономичность (стоимость применяемого метода);
- экологичность (использование для измерений дополнительных утилизируемых материалов и компонентов) и пр.

Для расчетов примем, что критериями будут: К1 – экономичность, К2 – безопасность, К3 – экологичность

Эти критерии будут являться целями для выбора одного из методов и составлять 2-ой уровень иерархии. Общая глобальная цель – определение самого экономичного, безопасного и экологичного метода технической диагностики (ТД) для определения технического состояния энергетического оборудования – первый уровень иерархии (рисунок 2).

Матрица парных сравнений (МПС) критерий 2-го уровня имеет вид:

ГЦ	К1	К2	К3
К1	1	4	3
К2	1/4	1	3/4
К3	1/3	4/3	1

$$\lambda_{\max} = 3,00$$

Экономичность имеет больше преимуществ по сравнению безопасности (4) и меньше по сравнению с экологичностью (3). Числа во 2-ой и 3-ей строках матрицы выбраны так, чтобы полученная матрица была обратно-симметричной и согласованной.

Вектор-столбец приоритетов, вычисленный приближенным способом, имеет вид:

$$\begin{pmatrix} 0,632 \\ 0,158 \\ 0,210 \end{pmatrix} = w$$

Следовательно, по отношению к высшей цели, экономичность имеет приоритет 0,632, безопасность – 0,158, а экологичность – 0,210.

Выполним теперь оценку альтернатив (3-й уровень) с точки зрения преимуществ каждого метода технической диагностики Т, Д, Вд. Для полной диагностики узлов энергетического оборудования необходимо выбрать метод ТД, который позволяет по

всем альтернативам сделать диагностику электромеханических устройств.

Соответствующие МПС имеют следующий вид:

К1	Т	Вд	Д
Т	1	1	3
Вд	1	1	3
Д	1/3	1/3	1

$$\begin{pmatrix} 0,426 \\ 0,426 \\ 0,149 \end{pmatrix} = w \quad \lambda_{\max} = 3,00$$

К2	Т	Вд	Д
Т	1	3	6
Вд	1/3	1	2
Д	1/6	1/2	1

$$\begin{pmatrix} 0,666 \\ 0,222 \\ 0,111 \end{pmatrix} = w \quad \lambda_{\max} = 3,01$$

К3	Т	Вд	Д
Т	1	4	2
Вд	1/4	1	1/2
Д	1/2	2	1

$$\begin{pmatrix} 0,571 \\ 0,143 \\ 0,286 \end{pmatrix} = w \quad \lambda_{\max} = 3,01$$

Объединим полученные вектор-столбцы в виде матрицы приоритетов П

$$P = \begin{pmatrix} 0,426 & 0,666 & 0,571 \\ 0,426 & 0,222 & 0,143 \\ 0,149 & 0,111 & 0,286 \end{pmatrix}$$

Умножая матрицу П на вектор-столбец w, получим искомый вектор-столбец приоритетов нижнего уровня иерархии: экономичность, безопасность и экологичность;

$$P \times \begin{pmatrix} 0,632 \\ 0,158 \\ 0,210 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,494 \\ 0,334 \\ 0,171 \end{pmatrix}$$

В соответствие с вычислениями по приоритетности выбираемого метода: термография – 49%, вибродиагностика – 33% и дефектоскопия – 17%.

В связи с необходимостью диагностики большого количества видов дефектов, имеющих различную физическую природу образования, наиболее эффективным метод технической диагностики для определения технического состояния энергетического оборудования является термография с детальным анализом теплограмм объектов.

На наш взгляд самым эффективным и простым является метод тепловизионной диагностики (термография) с помощью тепловизоров серии BALTECH TR-01400 (рисунок 4) и программного обеспечения «Протон-Эксперт», разработанного специалистами компании BALTECH. Используя методики интервального оценивания t_{\max} и t_{\min} , дисперсионного и дискриминантного анализа, а также применяя непинейное преобразование теплограмм с целью повышения контраста нашими специалистами разработаны мероприятия по повышению надежности энергооборудования:

- методы и методики тепловизионной диагностики электромеханических систем по тепловому полю объекта;
- разработана классификация видов дефектов энергомеханического оборудования по степени их развития и разбиение по критичности;
- с помощью математических моделей выработаны рекомендации по фактическому подходу к обслуживанию и диагностике энергетического оборудования.

Мы с удовольствие приглашаем всех технических специалистов энергетической отрасли России и стран СНГ для обсуждения вопросов, связанных с повышением надежности энергооборудования. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Дорофеев Д.А. Современные формы технического обслуживания. – СПб: БЛП, 2007.-106 с.
2. Романов Р.А., Севастьянов В.В. Концепция «Надежное оборудование»: Методическое пособие, - СПб: Балтекс, 2008. - 54 с.
3. Белоусов А.А. Диагностика механических систем аудиовизуальной техники. – СПб: Политехника, 2002. – 152 с.
4. Саати Т.Л. Принятие решений при зависимостях и обратных связях. Москва, ЛКИ, 2001 г., 357 с.

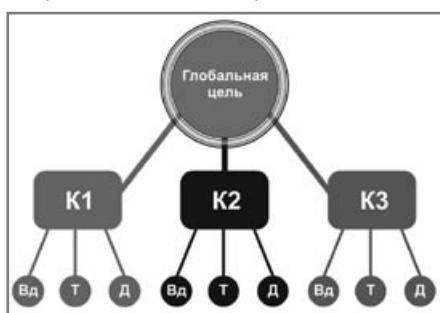


Рис. 3. Схема критериев методов технической диагностики

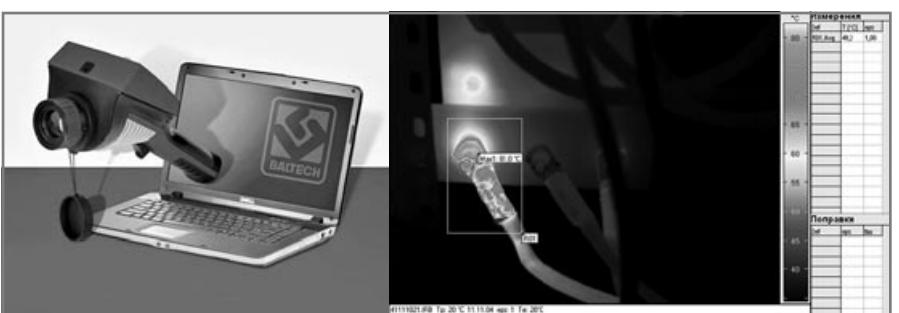


Рис.4 Термовизор BALTECH TR-01400 и обработанная на ПК термограмма

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ
ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ



- Производство и поставка приборов для диагностики и ремонта энергетического оборудования
- Обучение технических специалистов в направлении обеспечения надежности оборудования (Концепция «НО-2010»)
- Выездной технический сервис динамического оборудования



194044, СПб, ул. Чугунная, 40
Тел./факс +7(812) 335-00-85
info@baltech.ru www.baltech.ru



комитекс

www.komitex.ru

ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ
НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог;
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- Нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс»
167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10
тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560
market@komitex.ru



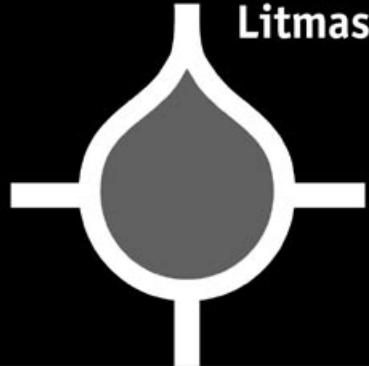
ОЧИСТКА ВОДЫ И СТОКОВ-ОТ ПРОЕКТА ДО СДАЧИ ОБЪЕКТОВ «ПОД КЛЮЧ»

- Станции биологической очистки стоков «ОМУ/био». Обеспечивают очистку хозяйствственно-бытовых сточных вод для индивидуальных и централизованных систем водоотведения до норм ПДК рыбохозяйственных водоемов (СанПин 2.1.5.980-00);
- Автомойки с обратным водоснабжением «ОМУ/Ф» (проекты, поставка оборудования, пуск в эксплуатацию). Установки позволяют производить очистку воды до требований нормативных документов к качеству воды на мойку автомобилей и применять аппараты высокого давления типа «WAP», «Керхер» и т. п.;
- Очистка промстоков предприятий пищевой промышленности: мясоперерабатывающей, молочной, кондитерской и т. д.;
- Очистка нефтесодержащих сточных вод предприятий нефтяной, химической, машиностроительной промышленности до требуемой заказчиком степени очистки (оборотное водоснабжение, сброс в горколлектор, на рельеф местности);
- Канализационные насосные станции (КНС). Предусматривают перекачку промышленных и хозяйствственно-бытовых сточных вод любого объема. Применение станций заводской готовности заметно снижает затраты на монтажные и пуско-наладочные работы;
- Установки очистки ливневых стоков предприятий и территорий. Оригинальные конструкторские решения позволяют значительно сократить габаритные размеры установок за счет наличия нефтеуплавливающей ступени с использованием эффекта тонкослойного отстаивания;
- Жироуловители типа «ОМУ-УЖ» предназначены для улавливания и удаления неэмульгированных жиров и масел из сточных вод кухонь, ресторанов, мясоперерабатывающих и других предприятий в соответствии со СНиП 2.04.01-85. Производятся в модификациях для цеховой и наружной установки;
- Водоподготовка. Поставка и обслуживание широкого ассортимента фильтров, используемых для подготовки воды для пищевых производств хозяйствственно-питьевых нужд.

Россия, 614070, г.Пермь, А/я 2547,
ул. Пономарева, 14
Тел. (342) 277-15-22, 266-73-04,
Тел./факс (342) 266-73-88
E-mail: info@gidrostroika.ru
www.gidrostroika.ru

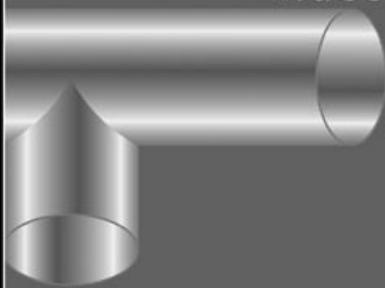


Metallurgy Litmash



Международная выставка машин, оборудования, технологий и продукции металлургической промышленности и литейного производства.

T u b e Russia



Международная выставка производителей труб и трубопроводов



Aluminium / Non-Ferrous



Международная выставка оборудования, технологий и продукции из алюминия, цветных металлов и их сплавов

При содействии ЦВК «Экспоцентр»
ЭКСПОЦЕНТР
международнaя выставка и конференция

28-31 мая 2012 г.

Россия, Москва,
ЦВК «Экспоцентр»

ОРГАНИЗАТОРЫ :

МЕТАЛЛ ЭКСПО
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЕ ВЫСТАВКИ

129085, Россия, г. Москва, ул. Б. Марлинская, д. 9, стр. 1
Тел./факс: (495) 734-99-66
E-mail: info@metal-expo.ru Http://www.metal-expo.ru

ММ
Messe Düsseldorf

ММ
Messe Düsseldorf Moscow

Messe Düsseldorf GmbH
P.O. Box 10 10 06
40001 Düsseldorf, Germany
Tel: +49 (0) 2 11/45 60-77 93
Fax +49 (0) 2 11/45 60-77 40
www.messe-duesseldorf.de
RyfischD@messe-duesseldorf.de

Металлургия-Литмаш. Россия '2012 | Трубы. Россия '2012 | Алюминий/Цветмет. Россия '2012

ЭКСПО ЗИШИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ **ВАК**

РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ по ПОДПИСКЕ, на ВЫСТАВКАХ и КОНФЕРЕНЦИЯХ

**В ГОРОДАХ
РОССИИ
и СНГ**

Альметьевск, Анапа, Волгоград, Воскресенск, Геленджик, Екатеринбург, Ижевск, Иркутск, Казань, Краснодар, Красноярск, Москва, Нов. Уренгой, Наб. Челны, Нижневартовск, Нижнекамск, Новосибирск, Ноябрьск, Оренбург, Пермь, Салехард, Самара, Саратов, С-Петербург, Сочи, Сургут, Томск, Тюмень, Усинск, Уфа, Ухта, Челябинск, Якутск
Казахстан: АЛМАТЫ, АТЫРАУ, АКТАУ Туркменистан: АШХАБАД
Азербайджан: БАКУ Узбекистан: ТАШКЕНТ Украина: КИЕВ Грузия: ТБИЛИСИ

ДОБЫЧА • БУРЕНИЕ • БЕЗОПАСНОСТЬ • ГЕОФИЗИКА • ТРУБЫ
АРМАТУРА • ОБОРУДОВАНИЕ • КИПИА • ПЕРЕРАБОТКА • ЭНЕРГЕТИКА

НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ

+7 (8552) 38-51-26, +7 (499) 681-04-25

www.runeft.ru



ОПАСНЫЙ ВОПРОС – КАБЕЛИ

DANGEROUS QUESTION - CABLES

Д.В. ХВОСТОВ
В.В. БЫЧКОВКЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
KEYWORDS:генеральный директор ЗАО «СИМПЭК»
заместитель генерального директора ЗАО «СИМПЭК»
взрывобезопасность, искробезопасные кабели,
монтажные кабели, взрывоопасная зона
explosion safety, Intrinsically safe cables, assembly cables, explosive zone

УДК (PAC S) 621.315.213.14

Москва
simpec@rambler.ru

Вступивший в силу Технический регламент «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденный Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2010 г. №86. Многочисленные производители кабелей не всегда следуют тем нормативам, которые не относятся к кабелям в явном виде. Однако, даже такая простая вещь, как экран в кабеле для взрывоопасных зон имеет сугубо практическое, а не рекламное значение. В статье мы пытаемся ответить на довольно простой вопрос: «Нужно ли изолировать индивидуальные экраны в монтажных кабелях для применения во взрывоопасных зонах?».

Для начала с целью создания единого понятийного пространства с читателем дадим описание традиционных конструкций монтажных кабелей. Сразу же говоримся, что в ряде стран мира к монтажным кабелям в российском понимании относятся, так называемые, инструментальные кабели.

Кабели имеют гибкие многопроволочные мягкие медные или медные лужёные токопроводящие жилы, изолированные полимером.

Выбор материала изоляции для монтажных кабелей неоднозначен в разных странах мира.

Так как для производственных промышленных комплексов характерно наличие взрывоопасных зон разных классов, близко соседствующих с взрывобезопасными территориями, то конструкции монтажных кабелей разрабатываются с таким условием, чтобы один и тот же кабель мог применяться во взрывоопасных и невзрывоопасных зонах. (Исключение составляют только кабели, специально предназначенные для обеспечения взрывозащиты вида «искробезопасная электрическая цепь i», прокладка которых предусмотрена требованиями ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008 [1] во взрывоопасных зонах 0, 1, 2 классов). А в соответствии с п. 7.3.102 ПУЭ [2] кабели во взрывоопасных зонах могут применяться только с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией.

Причём применение резиновой изоляции характерно для кабелей в гибком исполнении. Применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией запрещается во взрывоопасных зонах всех классов. Поэтому в России монтажные кабели (как правило, стационарной прокладки) изготавливаются только с изоляцией из поливинилхлоридного пластика. В то же время в ряде высокоразвитых стран мира требование к материалу изоляции не столь жесткое: допускается применение для изоляции токопроводящих жил других полимеров, в том числе, полиэтилена. Тем не менее, преимущественно, для изоляции токопроводящих жил монтажных кабелей применяется поливинилхлоридный пластикат.

В качестве самостоятельных элементов могут служить одиночные жилы или группы, состоящие из двух, трёх или четырёх жил скрученных между собой. Одиночные жилы или группы скручиваются в сердечник, поверх которого накладывается полимерная оболочка.

Требования ПУЭ [2] к материалу оболочки те же, что и к материалу изоляции: кабели во взрывоопасных зонах могут применяться

только с резиновой и поливинилхлоридной оболочкой. Применение кабелей с полиэтиленовой оболочкой запрещается во взрывоопасных зонах всех классов. Поэтому в России монтажные кабели изготавливаются только с оболочкой из поливинилхлоридного пластика. Исходя из требований пожарной безопасности в зарубежных странах кроме поливинилхлоридного пластика для оболочек применяют безгалогенную полимерную композицию.

Монтажные кабели могут изготавливаться как без экрана, так и с общим экраном, накладываемым на сердечник.

Особняком стоят конструкции, в которых на каждую группу накладывают индивидуальный экран. При этом общий экран в конструкции может присутствовать или отсутствовать.

По основной группе монтажных кабелей существует только один вопрос: почему в отечественной нормативной документации (в частности, в ПУЭ) в настоящее время отсутствует разрешение на применение в качестве изоляции и оболочки безгалогенных полимерных композиций? Ответ на этот вопрос, по нашему мнению, лежит на поверхности: причина заключается в традиционной инерционности отечественных структур, занимающихся нормированием требований безопасности для промышленных производств. В пользу такой инерционности может служить, разве, что отсутствие отечественных производителей безгалогенных полимерных материалов и недостаточный опыт эксплуатации декларируемых свойств кабелей с подобными материалами. Гораздо сложнее ответить на вопрос, возникающий к группе кабелей с индивидуальными экранами пар и троек: нужно ли изолировать индивидуальные экраны пар и троек друг от друга и должна ли эта изоляция быть электрической, то есть, выдерживать некоторое электрическое напряжение?

Прежде, чем отвечать на этот вопрос, рассмотрим конкретные существующие реализации монтажных кабелей с индивидуальными экранами пар и троек. При этом с целью упрощения анализа условимся рассматривать только не бронированные конструкции.

Известен французский стандарт NFM 87-202 от сентября 1987 года «Нефтяная промышленность. Кабели управления. Технические условия» [3]. Стандарт распространяется на кабели очень низкого напряжения, используемые на предприятиях нефтяной и нефтехимической промышленности, особенно для передачи аналоговых сигналов и в цепях постоянного тока.

Кабели выпускаются с групповыми элементами: парами или тройками, или четвёрками. Изоляция жил и оболочка выполняются из поливинилхлоридного пластика. Кабели многожильные имеют общий экран, состоящий из следующих элементов: из одной полизэфирной ленты, наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%, продольно наложенного контактного проводника конструкции 7x0,20 мм из медных лужёных проволок и одной алюминиевой ленты, ламинированной пластмассой, наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%.

Кроме того, возможно наложение экранов одного из трёх видов.

1. Экран типа EG накладывается на сердечник кабеля, содержащего одну пару или одну тройку, или одну четвёрку. Он состоит из одной полизэфирной ленты, наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%, продольно наложенного контактного проводника конструкции 7x0,20 мм из медных лужёных проволок и одной алюминиевой ленты, ламинированной пластмассой, наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%.

2. Экран типа EI – индивидуальный по каждой паре или тройке. Он состоит из тех же элементов, что и экран типа EG, но поверх ламинированной алюминиевой ленты накладывается оболочка из поливинилхлоридного пластика толщиной 0,7 мм, с минимальным допустимым значением 0,55 мм.

3. Экран типа EP – индивидуальный по каждой паре или тройке. Состоит из одной полизэфирной ленты наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%, продольно наложенного контактного проводника конструкции 7x0,20 мм из медных лужёных проволок, электропроводящей оболочки из поливинилхлоридного пластика и поверх неё – оболочки из традиционного пластика с суммарной толщиной двух оболочек 0,7 мм, с минимальным допустимым значением – 0,3 мм.

При этом предъявляются требования по испытанию напряжением изоляции между индивидуальными экранами: кабель должен выдерживать испытание напряжением 750 В переменного тока частотой 50 Гц, приложенного между любыми двумя индивидуальными экранами.

В качестве другого национального стандарта можно привести Британский стандарт BS 5308: Часть 1: 1986 «Кабели управления. Кабели с полиэтиленовой изоляцией. Технические условия» [4]. Предназначен стандарт

главным образом для нефтяной промышленности. Отдельно выделено, что стандарт не распространяется на кабели, применяемые в угольных шахтах.

Кабели изготавливаются с однопроводочными токопроводящими жилами изолированными полиэтиленом, парной скрутки. Имеется конструкция с индивидуально экранированными парами. При этом на каждую пару накладывается экранирующая ламинированная лента металлом внутрь с перекрытием не менее 25%, а под ней прокладывается одна или более медных лужёных проволок (контактная проволока) суммарным сечением не менее 0,5 мм².

Ламинированная лента, состоящая из слоя алюминия на полимерной основе, должна иметь толщину слоя алюминия 0,008 мм и толщину полимерной основы не менее 0,01 мм.

Поверх экранирующей ленты должны быть наложены две полимерные ленты толщиной 0,05 мм с перекрытием не менее 50%.

Следует отметить, что испытание электрическим напряжением изоляции между экранами не предусмотрено.

В России монтажные кабели выпускают несколько предприятий. В качестве примера можно привести кабели типа КУИН, выпускаемые по ТУ 3586-010-76960731-2007 ООО «Донкабель» [5]. Марка кабеля расшифровывается так: Кабель Универсальный Инструментальный.

Кабели КУИН предназначены для применения в цепях управления, контроля и сигнализации, межприборных соединений, формирования цифровых информационных шин, в качестве измерительных проводов для термометров сопротивления. Кабели используются для стационарной и подвижной прокладки внутри и снаружи помещений при условии защиты от прямого воздействия солнечной радиации, на полках, в лотках, коробах, каналах, туннелях, земле (траншеях), в местах подверженных воздействию ближдающих токов, применяться во взрывоопасных зонах классов 0, 1, 2, а также в системах безопасности АЭС (информация взята из рекламного проспекта ЗАО «Герда», торгового представителя ООО «Донкабель»).

Кабели КУИН выпускаются с многопроводочными медными лужеными токопроводящими жилами 3-его или 4-ого классов по ГОСТ 22483-77. Изоляция кабелей может быть выполнена из поливинилхлоридного пластика, поливинилхлоридного пластика с пониженным дымогазовыделением (нг-LS) или безгалогенной полимерной композиции (нг-HF). Оболочки могут быть выполнены из поливинилхлоридного пластика, поливинилхлоридного пластика не распространяющего горение (нг), поливинилхлоридного пластика не распространяющего горение с пониженным дымогазовыделением (нг-LS) и безгалогенной полимерной композиции (нг-HF). Имеются конструкции с изоляцией и оболочкой из термопластичных эластомеров, обеспечивающих повышенную гибкость и расширенный диапазон рабочих температур.

Кабели КУИН имеют сердечник, скрученный из одиночных жил или из элементарных пучков (термин авторов проспекта) в виде скрученных между собой в пары или тройки,

или четвёрки. Поверх сердечника накладывается водоблокирующая лента с целью предотвращения продольного распространения влаги.

В большинстве конструкций предусмотрены экраны в виде оплётки из медных проволок или из алюмофлекса (алюминиевая фольга ламинированная полизитилене-реталатной лентой): либо общий, наложенный на сердечник, либо отдельный (индивидуальный) помещенный на каждую пару или тройку, или четвёрку, либо общий, и индивидуальные. Однако ни из маркообразования, ни из описания конструкций не следует, что поверх каждого индивидуального экрана накладывается дополнительный изолирующий слой тем или иным методом. А в таблице технических характеристик кабеля отсутствует требование к испытанию электрическим напряжением изоляции индивидуальных экранов.

Из ряда поставляемых монтажных кабелей из зарубежных стран целесообразно выделить кабели фирмы «LEONI KERPEN GmbH» [6].

Кабели применяются для передачи цифровых и аналоговых сигналов в системах контроля и управления, для использования во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 группы II. Рекомендуется прокладка как внутри, так и снаружи помещений, на полках, в лотках, в коробах, в сухих и сырых местах. Кабели относятся к категории трудновоспламеняющихся (предположительно, аналогичным исполнению «нг»). Материалы изоляции и оболочки обеспечивают выполнение требования по маслостойкости, оболочки – стойкости к прямому воздействию ультрафиолетового излучения.

Кабели содержат многопроводочные токопроводящие жилы, скрученные из медных проволок. В качестве изоляции используется поливинилхлоридный пластикат или безгалогенная полимерная композиция. Жилы скручиваются в пары или тройки. В ряде конструкций на каждую пару или тройку накладывается индивидуальный экран из алюминиевой фольги толщиной 0,024 мм с проложенным под ней контактным проводником диаметром 0,6 мм.

Под индивидуальным экраном и поверх него накладывается полимерная лента. Неэкранированные пары или тройки или экранированные пары или тройки скручиваются в сердечник. Поверх сердечника накладывается обмотка из полимерной ленты и общий экран из алюминиевой фольги толщиной 0,024 мм с проложенным под ним контактным проводником диаметром 0,6 мм. Поверх общего экрана накладывается не распространяющая горение оболочка из поливинилхлоридного пластика или безгалогенной полимерной композиции. Предполагается ряд конструкций с изоляцией и оболочкой, выполненными из холодостойкого поливинилхлоридного пластика, обеспечивающего работоспособность в стационарном режиме при температуре не ниже минус 60°C. Не смотря на то, что поверх экрана накладывается изоляция в виде обмотки полимерной лентой, испытание изоляции по экранам приложением электрического напряжения между экранами не предусмотрено. Отдельно хочется отметить, что для инструментальных кабелей производства фирмы

«LEONI KERPEN GmbH» нормируется очень высокое значение электрического сопротивления изоляции (в том числе для холодостойкого исполнения) – не менее 100 МОм на длине 1 км.

Наконец, приведём конструкции кабелей, описанные в Европейском стандарте EN 50288-7 «Многожильные металлические кабели, используемые для аналоговой и цифровой связи и контроля. Часть 7. Отдельная спецификация для инструментальных и контролльных кабелей». [7]

Токопроводящие жилы могут быть однопроводочными и гибкими многопроводочными, из чистой меди и с металлическим покрытием (например: лужёными).

В качестве изоляции могут быть использованы следующие материалы: поливинилхлоридный пластикат, полизитилен, полипропилен, безгалогенная полимерная композиция не распространяющая горение, свитый полизитилен. Изолированные жилы могут быть скручены: пары, тройки или четвёрки.

В ряде конструкций каждая группа должна иметь индивидуальный экран одного из трёх следующих типов:

- в виде оплётки из чисто медных или медных с металлическим покрытием проволок с поверхностной плотностью не менее 0,6;
- комбинация из фольги и оплётки из чисто медных или медных с металлическим покрытием проволок с поверхностной плотностью не менее 0,3, контактная проволока прокладывается по отдельному дополнительному требованию;
- ламинированная фольга и контактная проволока, проложенная со стороны слоя металла на фольге.

Об изолировании индивидуальных экранов в данном стандарте не упоминается, также, как и об испытании напряжением, прикладываемом между экранами.

Кабельные элементы должны быть скручены в сердечник.

В воздушные промежутки в сердечнике может быть введён заполнитель.

Сердечник кабеля может быть экранирован одним из трёх способов, применяемых для наложения индивидуальных экранов. Кроме того, возможно экранирование сердечника в виде наложения ламинированной оболочки (барьер влажности – ламинированная оболочка, состоящая из ламинированной фольги полимером кверху, привариваемом к материалу оболочки в процессе экструдирования).

Наружная оболочка может изготавливаться из поливинилхлоридного пластика, полизитиlena, безгалогенной полимерной композиции, не распространяющей горение.

Как видно из приведённых примеров, однозначности по вопросу изолирования экранов нет, а испытание изоляции экранов требуется только для кабелей, изготавливаемых по французскому стандарту NFM 87-202.

Попробуем определить необходимость изолирования экранов и испытания этой изоляции напряжением исходя из требований стандартов на условия эксплуатации.

Причём речь пойдёт, только о кабелях, предназначенных для искробезопасных цепей. Так как в проспекте на кабели типа КУИН требования и марки кабелей, предназначенных для искробезопасных

цепей, не оговорены, воспользуемся конструкциями кабелей типа КВЭВ (i), выпускаемых ОАО «ЭКСПОКАБЕЛЬ» (г. Подольск), по ТУ 16.К46-017-2003, в качестве опорных. [11]

Представим на Рис. 1. схематическое изображение двух рядом лежащих экранированных пар кабеля марки КВЭВ (i).

В п. 6.4.12.4 ГОСТ Р 51330.10-99 [8] предъявляется следующее требование:

«Искробезопасные цепи, электрически не связанные между собой, должны выдерживать испытательное напряжение (эффективное) переменного тока, равное $(2U + 1000)$, Но не менее 500 В, где $2U$ – сумма действующих значений напряжений искробезопасных цепей».

Из этого можно заключить, что для нормального режима работы должно выполняться соотношение:

$$U_1 = 2U_{\text{раб}} + 1000 \quad (1)$$

где $U_{\text{раб}}$ – максимально допустимое рабочее действующее напряжение искробезопасной цепи в предположении, что оно одинаково для всех цепей в сердечнике одного кабеля.

Максимально допустимое рабочее действующее напряжение искробезопасной цепи можно определить на основании минимально допустимой толщины изоляции кабеля по таблице 4. п.6.3.1.3 ГОСТ Р 51-330.10-99 [8]. Согласно ТУ 16.К46-017-2003 минимальная толщина изоляции для кабелей марки КВЭВ (i) составляет 0,5 мм. Так как рабочее напряжение по определению является напряжением между двумя токопроводящими жилами, то оно приходится на двойную толщину изоляции: 1,0 мм. Из таблицы 4 ГОСТ Р 51330.10-99 [8] следует, что максимально допустимое рабочее действующее напряжение для искробезопасных цепей должно быть равно 375 В.

Подставляя значение действующего рабочего напряжения в формулу (1), получаем предельное значение действующего напряжения в кабеле марки КВЭВ (i) по ТУ 16. К46-017-2003 между двумя индивидуально экранированными парами, ниже которого оно быть не должно. $U_{\text{раб}} = 1750$ В.

Теперь рассмотрим, как складывается это напряжение, исходя из конструкции кабеля. Согласно [9], для пробивного напряжения выполняется соотношение:

$$U_{\text{np}} = E_{\text{np}} \cdot h \quad (2)$$

где: E_{np} – нормируемое значение напряжённости пробоя;

h – толщина изоляции в месте приложения напряжения.

Запишем, чему равно по Рис. 1, с использованием понятия пробивного напряжения аналогично формуле (2):

$$U_{\text{1np}} = E_{\text{np}} h_1 + E_{\text{np}} h_2 + E_{\text{np}} h_3 \quad (3)$$

где: h_1 – участок изоляции токопроводящая жила – экран левой пары;

h_2 – участок изоляции между экранами;

h_3 – участок изоляции токопроводящая жила – экран правой пары.

Так как для изоляции токопроводящих жил и для изоляции экранов применяется одинаковый материал, то значение $\langle E_{\text{np}} \rangle$ для всех трёх участков одинаково. Перепишем формулу (3) в виде пробивных напряжений, заменяя каждое слагаемое в правой части соответствующим пробивным напряжением.

$$\begin{aligned} U_{\text{1np}} &= U_{\text{прж-э}} + U_{\text{прэ-э}} + U_{\text{прж-э}} = \\ &2U_{\text{прж-э}} + U_{\text{прэ-э}} \quad (4) \end{aligned}$$

где: $U_{\text{прж-э}}$ – пробивное напряжение на участке токопроводящая жила – экран (одинаковое для левой и правой пар);

$U_{\text{прэ-э}}$ – пробивное напряжение на участке экран – экран.

На основании формул (1) и (4) мы имеем право записать неравенство:

$$U_{\text{1np}} > U_1 \quad (5)$$

С целью проверки неравенства (5), в формуле (4) вместо $\langle U_{\text{прж-э}} \rangle$ подставим заданное меньшее нормируемое значение испытательного напряжения прикладываемого между жилой и экраном, равное 1500 В по ТУ 16.К46-017-2003, а второе слагаемое обозначим, как $U_{2\text{э}}$, получим:

$$U_{\text{1np}} > 3000 + U_{2\text{э}} \quad (6)$$

Подставляя полученные значения для $\langle U_{\text{1np}} \rangle$ и $\langle U_1 \rangle$ в неравенство (5), получаем:

$$3000 + U_{2\text{э}} > 1750 \quad (7)$$

Как видно из формулы (7), данное неравенство выполняется для любых $\langle U_{2\text{э}} \geq 0 \rangle$, однако, учитывая требование ГОСТ Р 513-30.10-99 о минимальном значении напряжения, которое должна выдержать изоляция

экранов, принимаем его равным 500 В.

Полученный вывод распространяется на условия нормальной эксплуатации кабеля, при котором задействованы (находятся под рабочим напряжением) обе рядом лежащие пары. Однако, возможен случай нормальной эксплуатации, при котором на одной из пар отсутствует рабочее напряжение и она заземлена. Тогда на основании схематического изображения на Рис. 1, вместо $\langle U_1 \rangle$ в формуле (4) мы должны в левой части записать $\langle U_2 \rangle$, а в правой исключить коэффициент «2» при $\langle U_{\text{прж-э}} \rangle$:

$$U_{2\text{np}} = U_{\text{прж-э}} + U_{\text{прэ-э}} \quad (8)$$

Заменяя в формуле (8) $\langle U_{\text{прж-э}} \rangle$ нормируемым значением действующего напряжения 1500 В, аналогично вышеизложенному, получаем неравенство:

$$U_{2\text{np}} > 1500 + U_{2\text{э}} \quad (9)$$

Так как нормируемое значение напряжения на участок по ГОСТ Р 51330.10-99 [4] остаётся тем же, то мы должны приравнять $\langle U_1 \rangle$ и $\langle U_2 \rangle$, и на основании этого записать неравенство:

$$U_{2\text{np}} > U_{2\text{э}} \quad (10)$$

Подставляя в (10) известные значения, получаем:

$$1500 + U_{2\text{э}} > 1750 \quad (11)$$

Преобразовывая равенство (11), получаем:

$$U_{2\text{э}} > 250 \quad (12)$$

Однако, учитывая требование о минимальном значении напряжения, которое должно выдержать изоляция экранов принимаем $\langle U_{2\text{э}} \rangle$ равным 500 В.

Следует рассмотреть ещё один возможный случай: электрический пробой изоляции жил одной из пар на экран. Допустим, что произошёл пробой изоляции жилы левой пары на экран и экран оказался под рабочим потенциалом. Тогда требования ГОСТ Р 513-30.10-99 [8], выражаемое формулой (1) примет вид

$$U_2 = 2U_{\text{раб}} + 1000 = 1750 \quad (13)$$

Но это означает, что данная задача целиком сводится к предыдущей, в которой одна пара не задействована и заземлена. И в этом случае мы так же должны принять значение $\langle U_{2\text{э}} \rangle$ равным 500 В.

Таким образом, из проведённого исследования следует однозначный вывод, что для кабелей, предназначенных для электрических цепей с взрывозащитой вида «электрическая искробезопасная цепь i», имеющих индивидуальные экраны пар или троек, должна быть предусмотрена изоляция индивидуальных экранов, выполненная обмоткой с перекрытием диэлектрическими лентами или в виде экструдированной полимерной оболочки, выдерживающей испытание напряжением не менее 500 В, приложенного между любыми индивидуальными, а также между любыми индивидуальными и общим экранами или

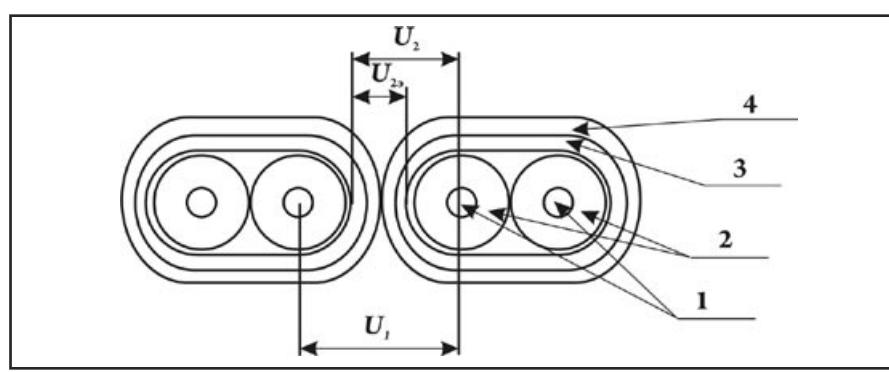


Рис. 1. Две экранированные пары искробезопасного кабеля.
1 – токопроводящие жилы; 2 – изоляция токопроводящих жил;
3 – индивидуальный экран; 4 – поясная изоляция или оболочка индивидуального экрана.

бронёй при их наличии.

Остаётся ещё один вопрос: о необходимости изолирования индивидуальных экранов в кабелях, применяемых в электрических цепях с взрывозащитой другого вида. Специальных требований по испытанию напряжением элементов конструкции в таких кабелях не существует. Поэтому доказать необходимость изолирования индивидуальных экранов в таких кабелях не представляется возможным.

Однако, по нашему мнению, изолирование индивидуальных экранов есть требование обязательное для всех типов кабелей.

Покажем это. Предположим, что одной паре кабеля, в котором отсутствует изоляция экранов и между экранами соседних пар имеется электрический контакт, произошёл пробой изоляции токопроводящей жилы на экран. Если предположить, что норма на основе возможного увеличения напряжения при пробое за счёт переходного процесса, то мы должны допустить, что изоляция жил соседней пары может оказаться под напряжением 1750 В. В то же время, согласно ТУ 16. К46-017-2003 изоляция испытывается напряжением 1500 В, прикладываемым между токопроводящей жилой и экраном. Таким образом, возникает некоторая вероятность пробоя изоляции и во второй паре.

Но есть и ещё одно негативное следствие пробоя изоляции в одной из пар. При отсутствии изоляции индивидуальных экранов ток пробоя, содержащий высокочастотные составляющие до 10 МГц протекает и по экрану второй пары, создавая помехи сигналам, передаваемым по второй паре.

Для устранения негативного воздействия первого фактора можно было бы защититься, обеспечив соответствие изоляции требованию стойкости к воздействию электрического напряжения 2000 В. При этом остаётся воздействие второго фактора. Так, что оптимальным решением будет изолирование индивидуальных экранов от электрических контактов между собой и с общим экраном.

В дополнение к вышеизложенному сообщим, что кабели (изоляция) по ТУ 16.К46-017-2003 выдерживают испытание напряжением 2000 В в соответствии с п. 6.4.11.3 ГОСТ Р 51330.10-99 [8], приложенное между пучками токопроводящих жил.

Кроме того, кабели по ТУ 16.К46-017-2003 имеют круглую форму в поперечном сечении, обеспечивающую экструдированной подложкой под оболочкой (заполнителем) и контролируемую измерением наружного диаметра в двух взаимно перпендикулярных направлениях, что соответствует требованиям п. 10.3.2 ГОСТ Р 51330.13-99 [10] и п. 9.3.1. ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008 [1].

В заключение считаем целесообразным обратить внимание потребителей на необходимость правильного выбора электрооборудования, в том числе и кабелей, для обеспечения взрывобезопасности промышленных производств. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008 «Взрывобезопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок», М., ИПК Издательство стандартов, 2008 г.
- «Правила устройства электроустановок (ПУЭ)», шестое издание, С-ПБ, издательство «ДЭАН», 2004 г.
- NF M87-202-1987 «Кабели электроустановок нефтяной промышленности. Технические условия».
- BS 5308-1:1986 «Кабели контрольно-измерительных приборов. Часть 1. Кабели с полиэтиленовой изоляцией».
- <http://www.gerda.ru/production/6/172> «Кабель универсальный инструментальный КУИН».
- http://www.leoni-industrial-projects.com/uploads/tx_downloadleoni/en_ICON_UL_datasheets_2007_WEB_01.pdf LEONI Kerpen GmbH Instrumentation Cables.
- EN50288-7 «Многожильные металлические кабели, используемые для аналоговой и цифровой связи и контроля. Часть 7. Отдельная спецификация для инструментальных и контрольных кабелей», CENELEC, Брюссель, сентябрь 2005 г.
- ГОСТ Р 51330.10-99 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i», М., ИПК Издательство стандартов», 1999 г.
- «Справочник по электротехническим материалам», том 1, под редакцией Ю.В. Корицкого, В.В. Пасынкова, Б.М. Тареева, М., «Энергоатомиздат», 1985 г.
- ГОСТ Р 51330.13-99 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывобезопасных зонах (кроме подземных выработок)», М. ИПК Издательство стандартов». 1999 г.
- <http://www.expocable.ru/production/montazh.php>, монтажные кабели и провода, ОАО «Экспокабель»

СИМПЭК®
SIMPEC

125130, г. Москва, ул. Клары Цеткин д. 33, корп. 41
Тел./факс. 8-495-617-04-52
E-mail: simpec@rambler.ru; ssmk@km.ru

В настоящее время, в связи с широким внедрением в России современных зарубежных нефтегазовых технологий, остается затруднительным выбор заказчиками и проектировщиками необходимого компонента – кабеля для КИП и А, применяемого преимущественно во взрывопожароопасных зонах.

Наше предприятие постоянно занимается с 2003 г. модификацией и разработкой новых кабельных изделий с целью удовлетворения взаимно противоречивых требований национальных российских и международных нормативов, регулирующих выбор и применение таких кабелей для взрывобезопасных зон в нефтегазовом производстве, где основными являются такие параметры, как эксплуатационная надежность и, прежде всего, взрыво- и пожаро-безопасность.

В результате кропотливой работы появился ряд оригинальных технических решений, внедренных в широкой линейке монтажных кабелей, выпускаемых по нашим патентам на заводах ОАО «Экспокабель» (ТУ 16.К46-017-2003, ТУ 16.К46-020-2006) и ОАО «Электрокабель «Кольчугинский завод» (ТУ 16.К01-52-2006, ТУ 16.К01-53-2006, ТУ 3581-067-21059747-2009). Данная продукция уже имеет обширный референс-лист в нефтегазовой Промышленности России. Исключительное право продажи данных кабелей принадлежит патентообладателям – ООО «СПЕЦСВЯЗЬМОНТАЖКОМПЛЕКТ» и ЗАО «СИМПЭК».

Отметим только некоторые отличительные черты нашей продукции. Это, при прочих равных условиях, гарантированное круглое сечение кабеля, наличие негигроскопичного полимерного заполнения большей части сечения кабеля, контролируемое изолирование экранов пар (или троек), применение оптимизированных полимерных материалов (прежде всего на базе ПВХ), и полное соответствие ПУЭ, современным ГОСТ Р и ГОСТ Р МЭК для взрывобезопасных зон, Правилам безопасности для нефтегазовой отрасли, а также новым нормативам Пожарной безопасности.





ЕХРОКАВЕЛ

**ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ
МОНТАЖНЫЕ КАБЕЛИ ДЛЯ НУЖД
НЕФТЕГАЗОВОЙ, ХИМИЧЕСКОЙ, АТОМНОЙ
И СУДОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**



с 2008 года завод «ЭКСПОКАБЕЛЬ»
входит в состав концерна REKA Cables

REKA
КАБЕЛЬ

Ассортимент и стоимость поставки
вы можете уточнить в наших офисах продаж:

ОАО «ЭКСПОКАБЕЛЬ» +7 (495) 505-66-92, e-mail: sbt@expocable.ru
ЗАО «РЕКА КАБЕЛЬ» +7 (495) 543-72-47, e-mail: info@rekakabel.ru



www.expocable.ru www.rekakabel.ru

ООО «АНОД-ТЦ»: удобный и надежный партнер.



«Всегда приятно осознавать, что в твоих силах принести частицу пользы обществу».

Генеральный директор ООО «Анод-ТЦ», действительный член академии технологических наук РФ, к.т.н.

Сергей Борисович Походяев



Рис. 2.
Аппарат воздушного охлаждения и конденсации различных сред АВО-28

БИЗНЕС-ПРОФИЛЬ КОМПАНИИ

Основными направлениями выпускаемой продукции нашего предприятия являются:

Аппараты воздушного охлаждения (АВО)

(рис. 2) предназначены для охлаждения газов, жидкостей, конденсации паровых и парожидкостных сред. Аппараты смонтированы и успешно эксплуатируются на нефтеперерабатывающих заводах, компрессорных станциях.

Основные преимущества:

- интенсифицированный процесс теплопередачи;
- высокий уровень естественной циркуляции;
- минимальные занимаемые площади;
- надежность работы при циклических нагрузках.

Кожухотрубчатые теплообменники предназначены для нагрева, охлаждения, конденсации, испарения теплоносителей в широком диапазоне рабочих температур (до 700 °C) и давлений (до 200 атмосфер). Разработаны, внедрены и успешно эксплуатируются следующие виды оборудования:

- холодильники нитрозных газов;
- охладители воздуха для компрессоров;
- подогреватели и охладители топливного, природного, попутного и других газов;
- конденсаторы пара;
- пробоотборники.

ООО «Анод-Теплообменный центр» – наукоемкое современное предприятие, включающее в себя конструкторские, технологические, производственные и маркетинговые подразделения.

Продукция компании успешно эксплуатируется на предприятиях нефтегазового комплекса России и стран СНГ.

Высокий технический уровень изделий обеспечивается использованием изобретений, патентов и ноу-хау сотрудников предприятия, многие из которых имеют учёные степени и звания. Основа трудового коллектива ООО «Анод-ТЦ» – высококвалифицированные специалисты с более чем тридцатилетним опытом проектирования и изготовления теплообменного оборудования для различных отраслей промышленности.

Предприятие сертифицировано по системе менеджмента качества ГОСТ Р ИСО 9001–2001.

Одна из главных особенностей выпускаемых ООО «Анод-ТЦ» аппаратов – это теплообменная поверхность, выполненная из змеевиков малого радиуса гиба (рис.1).

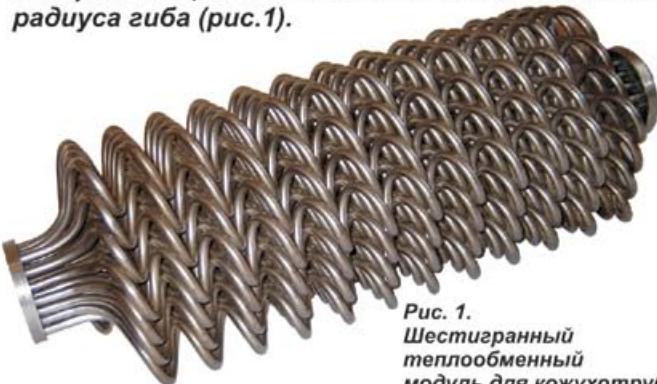


Рис. 1.
Шестигранный теплообменный модуль для кожухотрубчатых аппаратов и регенераторов

Регенераторы для газоперекачивающих станций типа ГТК10, ГТ-750-6, НК-14 и других. Коэффициенты регенерации, достигнутые на действующем оборудовании, составляют 0,81–0,83. Суммарное гидравлическое сопротивление – не более 5%.

Основные преимущества:

- интенсивность теплообмена при высокой турбулентности сред;
- высокая компактность при использовании труб небольшого типоразмера, объединенных в модули;
- змеевики позволяют гарантировать самокомпенсацию при температурных расширениях.

Утилизаторы и котлы-утилизаторы, использующие теплоту продуктов горения для подогрева воды и выработки пара.

Основные преимущества:

- минимальные массогабаритные характеристики;
- возможен запуск при работающей турбине;
- чистка поверхности теплообмена термогидроударом;
- быстрый слив продукта;
- регулировка мощности секционированием.

Авиационная техника, в том числе двойного назначения: воздухо-воздушные теплообменники для авиационных двигателей, отвечающие самым высоким требованиям надежности, работоспособности и безопасности.

Разработка оборудования ведется на основе рассмотрения исходных данных, представленных в опросных листах и технических заданиях.



ООО «Анод-Теплообменный центр»

603003, г. Нижний Новгород,

ул. Свободы, 15, офис 702

Тел./факс: +7 (831) 296-62-20 (доб. 207),

Тел.: +7 (831) 296-62-21, 296-62-25, 296-62-26.

E-mail: Info@and-tc.ru, www.and-tc.ru

СТАНКИ

ОАО «СТЕРЛИТАМАКСКОГО
СТАНКОСТРОИТЕЛЬНОГО
ЗАВОДА»

НА СКЛАДАХ
И ПОД ЗАКАЗ



Москва: т. (495) 940-76-93

Санкт-Петербург: т. (812) 313-21-69

e-mail: moscow@rostprom.com

Сайт: www.rostprom.com

11-я международная специализированная выставка

22 – 25 октября 2012 года
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

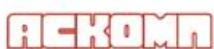


В сердце Москвы, в центре успеха!

- насосы
- компрессоры
- арматура
- приводы и двигатели

подайте заявку на участие на сайте www.pcvexpo.ru

Организаторы:



Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: Medvedeva@mvk.ru

Генеральные информационные партнеры:



Информационные спонсоры:





RPGC

10-Й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки «Нефтегаз 2012»



26 - 27
июня 2012
Россия • Москва



ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС РОССИИ



ITE MOSCOW

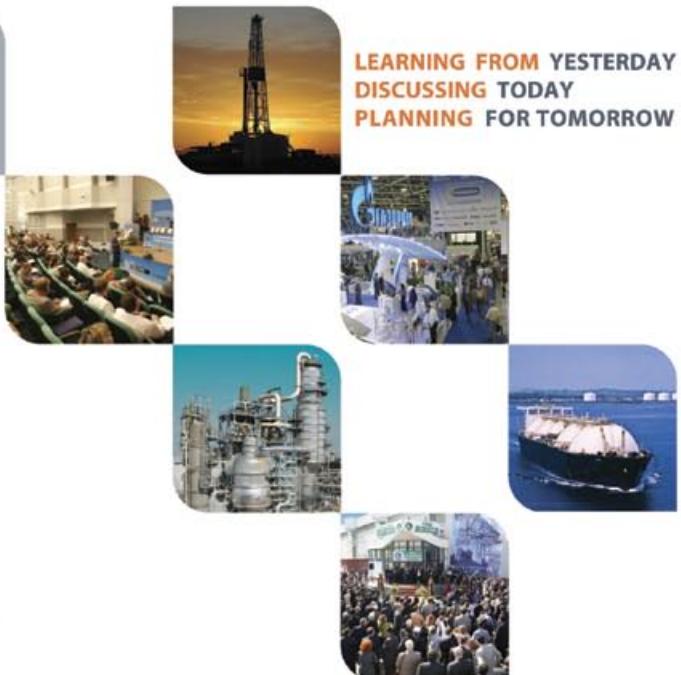
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

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

www.mioge.ru

www.mioge.com



КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ



14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА ПО ЭНЕРГЕТИКЕ,
НЕФТИ И ГАЗУ, ВОДОСНАБЖЕНИЮ И ЗАЩИТЕ
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
13 – 15 марта 2012
Дубай, ОАЭ



ИнтерНефтеГаз

12-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»
20 – 22 марта 2012
Киев, Украина



TURCOGE

11-я ТУРЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
21 – 22 марта 2012
Анкара, Турция



OGU

16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
15 – 17 мая 2012
Ташкент, Узбекистан



TGC

3-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
23 – 24 мая 2012
Аваза, Туркменбасы, Туркменистан



CASPIAN
OIL & GAS

19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
5 – 8 июня 2012
Баку, Азербайджан



Нефтегаз

МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2012», Павильон ITE
25 – 29 июня 2012
Москва, Россия



RPCG

10-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЕГАЗ 2012»
26 – 27 июня 2012
Москва, Россия



KAZENERGY
EURASIAN
FORUM

7-й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY
2 – 3 октября 2012
Астана, Казахстан



KIOGE

20-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
2 – 5 октября 2012
Алматы, Казахстан



PETROTECH-2012
OF INTERNATIONAL OIL & GAS CONFERENCE AND EXHIBITION

10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ PETROTECH
14 – 17 октября 2012
Нью-Дели, Индия



MANGYSTAU
OIL & GAS



OGT

7-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
6 – 8 ноября 2012
Актау, Казахстан



DAEGU
2013

17-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
13 – 15 ноября 2012
Ашхабад, Туркменистан

МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС
13 – 17 октября 2013
Тэгу, Южная Корея

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»
Москва, Россия



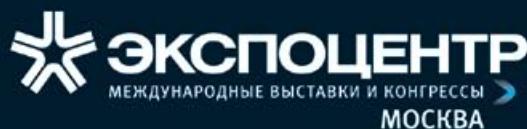
14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЕГАЗ
25–29 июня 2012

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ
ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

www.enercon-ng.ru



Реклама



OGU

16-Я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ



15 - 17
МАЯ 2012

Ташкент
Узбекистан



www.ogu-expo.ru



ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ
МЕРОПРИЯТИЕ УЗБЕКИСТАНА



ITE MOSCOW

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

ITE GROUP PLC

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



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2012



ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

22-25 МАЯ
г. УФА

НОВОЕ
место проведения:
УФА-АРЕНА

ул. Ленина, 114 (вход с ул. Цюрупы)



ЛЕТ



(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00
gasoil@bvkexpo.ru

САЙТ ВЫСТАВКИ: www.gntexpo.ru

Генеральный
информационный
спонсор



Генеральный
информационный
партнер



Генеральный
информационный
партнер



Национальный
информационный
спонсор



Информационный
стратегический партнёр
экспозиции
НЕФТЬ ГАЗ \$

Информационный
партнер
БИЗНЕС
журнал

Медиа-партнер
BIZNESS FM



ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

ТАТАРСТАН, г.Альметьевск

XI международная специализированная выставка

**Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология.
Промышленная безопасность.**

10 - 12 октября 2012

**Конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»
Проводит Министерство энергетики РТ**

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРЕЗИДЕНТ
Республики Татарстана



**Министерство энергетики
Республики Татарстан**



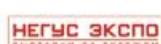
TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:



ruNeft.ru
отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



M&T Consulting Ltd.
УЧ. В ЛЬЮТ ЧЕЛНОВО



Нефть Капитал



Интернет-проект
Русский Кабель
www.accessible.ru

CELEC .RU
Центральный Электротехнический Парк



ТехНадзор



15 лет успешной работы!



Компания РВС является крупнейшим поставщиком лабораторного оборудования в России и странах СНГ, авторизованным дилером ведущих мировых производителей:

- HORIBA • MEMMERT • WALDNER • TESTING • METKON •

ООО «РВС»

г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, здание ГосНИИхиманалит (ст. м. Нарвская)
тел.: (812) 320-67-07 (многоканальный), факс: (812) 252-01-36
post@rvs-ltd.ru

www.rvs-ltd.ru



НОВЫЙ ПОДХОД - НОВОЕ КАЧЕСТВО

НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

- НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ:
ЗАДВИЖКИ, КЛАПАНЫ,
АРМАТУРЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ И ФОНТАННЫЕ;
- БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ:
ЭЛЕВАТОРЫ КОРПУСНЫЕ,
ШТРОПЫ БУРИЛЬНЫЕ ДВУХСТРУННЫЕ;
- СУДОВОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ:
ГРЕБНЫЕ ВИНТЫ, ВАЛЫ, ШПИПЫ, ЯКОРЯ.

МЕТАЛЛУРГИЯ

- ТИТАНОВОЕ ПИТЬЕ
ФАСОННЫЕ ОТЛИВКИ ИЗ
ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ;
- СТАЛЬНОЕ ПИТЬЕ
ПЮБЫХ МАРОК СТАЛЕЙ;
- ЦВЕТНОЕ ПИТЬЕ
ИЗ СПЛАВОВ МЕДИ И АЛЮМИНИЯ;
- ПОКОВКА И ШТАМПОВКА;
- ТЕРМООБРАБОТКА И
ХИМИКО-ТЕРМИЧЕСКАЯ
ОБРАБОТКА.



РФ, Республика Татарстан, г. Зеленодольск, ул. Заводская, д.5
тел.: +7 (84371) 5-76-10; Факс: +7 (84371) 5-78-00
e-mail: info@zdship.ru
www.zdship.ru