

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№6 (38) ОКТЯБРЬ 2014

КРАНО-
МАНИПУЛЯТОРНЫЕ
УСТАНОВКИ

АНТ



**УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД
СПЕЦТЕХНИКИ**

454084 Россия, г. Челябинск, ул. Горшечная, 37

отдел продаж: 8-800-333-74-74

info@uzst.ru

www.uzst.ru

Установка вибрационная поверочная ВМВП

Установка ВМВП сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 47483-11

Переносная установка ВМВП является рабочим эталоном 2-го разряда по МИ 2070-90 и предназначена для поверки и калибровки рабочих виброметров (аппаратуры контроля вибрации), пьезоэлектрических и токовых вибропреобразователей в условиях эксплуатации.

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации — ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам, соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда — наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ИСР)
- Встроенный мультиметр — наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков — основание вибростол ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовых вибростол.
- Универсальное питание — ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов.
- Компактность — установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из

вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса

- Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

- Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:**
 - виброускорения 0,4 – 100 м/с²
 - виброскорости 0,8 – 200 мм/с
 - виброперемещения 5 – 250 мкм
- Диапазон частот воспроизводимых параметров вибрации:**
 - виброускорения 10 – 5000 Гц
 - виброскорости 10 – 1000 Гц
 - виброперемещения 10 – 500 Гц
- Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибрации** не более 10 %
- Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибрации:**
 - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±2%
 - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±4%
 - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±5%
- Максимальная нагрузочная масса** 0,7 кг
- Диапазоны измерения сигналов:**
 - постоянного тока 0,5 – 20 мА
 - напряжения постоянного тока 0,3 – 10 В
 - размаха напряжения переменного тока 14,0 – 2000 мВ
- Относительная погрешность измерения электрических сигналов:**
 - постоянного тока и напряжения постоянного тока ±1%



- размаха напряжения переменного тока ±2%
- Относительная погрешность встроенного виброметра:**
 - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±1,5%
 - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±3%
 - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±4%
- Характеристики встроенного преобразователя заряда:**
 - Диапазон преобразуемых зарядов 5 – 500 нКл
 - Коэффициент преобразования 1,0 мВ/нКл
 - Относительная погрешность коэффициента преобразования ±1,5%
 - Неравномерность АЧХ в полосе частот от 10 до 5000 Гц ±2,0%
- Электрическое питание:**
 - напряжением постоянного тока 21,6 – 26,4
 - напряжением переменного тока частотой (50±1) Гц 187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

Аппаратура сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 44044-10

Аппаратура ИВ-Д-ПФ, предназначенная для непрерывного контроля вибрации различных агрегатов, нашла широкое применение в газовой промышленности и электроэнергетике. Одновременный контроль абсолютной и относительной вибрации позволяет обеспечить защиту всего контролируемого агрегата (двигателя, нагнетателя или редуктора). Имеющаяся статистика отказов аппаратуры является свидетельством ее надежности.

В аппаратуре решены следующие задачи:

- непрерывный контроль исправности изделий, входящих в состав каналов измерения аппаратуры: вибропреобразователей, преобразователей перемещений, блока электронного и соединительной проводки. Индикация неисправности отказавшего изделия и формирование по неисправному каналу измерения сигнала 2мА в систему защиты ГПА с целью предотвращения его аварийного останова;
- анализ отказа канала измерения с выдачей соответствующей информации;
- подавление цифровыми фильтрами высокого порядка шумов за пределами частотного диапазона с целью повышения помехоустойчивости;
- непрерывный контроль начального зазора и рабочего положения токовых вибростол датчиков в линейной зоне контроля при измерении виброперемещения;
- установка по цифровому табло рабочего положения токовых вибростол датчиков;
- настройка по цифровому табло преобразователей перемещений ВП под используемую марку материала ротора нагнетателя;
- формирование релейных сигналов при превышении вибрацией уровней предупредительных и аварийных значений уставок;
- цифровые выходы передачи полученных данных для подключения аппаратуры к ПК с установленным ПО нашей разработки с возможностью гибкого управления и настройки измеряемых параметров вибрации

Технические характеристики аппаратуры

- Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение** не более 8
- Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг** не более 8
- Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора** не более 3
- Пределные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):**

- виброускорения 2,5 – 500 м/с²
- виброскорости 0,35 – 141 мм/с
- виброперемещения 5 – 300 мкм
- размаха виброперемещения 10 – 500 мкм
- осевого сдвига (радиального зазора) 0,25 – 2,5 мм
- числа оборотов вращения ротора 240 – 9999 об/мин
- Пределные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком):**
 - виброускорения 10 – 10000 Гц
 - виброскорости 10 – 2000 Гц
 - виброперемещения 10 – 100 Гц
 - размаха виброперемещения 10 – 500 Гц
- Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам**

- напряжения постоянного тока 0 – 5000 мВ
- выходной постоянный ток 4 – 20 мА
- Предел основной относительной погрешности измерения параметров абсолютной вибрации и размаха виброперемещения** ±10%
- Предел основной приведенной погрешности измерения осевого сдвига и радиального зазора** ±7%
- Предел основной относительной погрешности измерения числа оборотов вращения ротора** ±0,1%
- Напряжение питания постоянного тока** 18 – 72В



ЗАО «Вибро-прибор», Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.5а, корп.3
Тел.: (812) 369-69-90, 369-00-90 Факс (812) 327-74-02 www.vpribor.spb.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 6 (38) октябрь 2014

**АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА,
УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:**
423809, Наб. Челны,
Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 681-04-25

Miami, FL, USA,
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.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
Фархутдинов Р.М. / rais@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zaviday@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 10-14/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 13.10.2014
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

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.

РАЗВЕДКА И ПРОИЗВОДСТВО

Геофизика	6
В.С. Мануков. Интегрированные технологии в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике для повышения эффективности ГРП от поиска до добычи	6
О.А. Силаенков, И.К. Кузнецов, С.Л. Лангман, Д.Е. Мосяков, Д.Б. Фиников Система интерпретационной обработки сейсмических 2D/3D/3C данных Prime (Прайм)	8
В.Л. Трофимов, Ф.Ф. Хазиев, С.А. Школьник. Совершенствование методики прогнозирования геологических показателей методом высокоразрешающей сейсмики	13
А.А. Табаков. Сейсморазведка с возбуждением колебаний в воздушной или водной среде и фокусированием энергии в точках приема на границе акустической и упругой сред	20
Е.В. Биряльцев, В.А. Рыжов, М.Р. Камиллов. Определение преимущественного направления трещиноватости на основе полноволнового численного моделирования распространения волн и метода максимального правдоподобия	22
Ю.Д. Мирзоян, В.Я. Ойфа. Изучение геологических разрезов в морских скважинах с использованием ГИС, ПМ ВСП, МОВ ОГТ (на примере скважины № 3 Медыньское-море-1) ...	26
А.В. Николаев. Сейсморазведка вчера, сегодня, завтра	32
ПИТЦ «Геофизика»: Качество сейсморазведки — это люди, менеджмент и техника	34
С.Ц. Акопян. Применение метода сейсмической энтропии для решения технологических задач в нефтегазовой отрасли	36
А.А. Шматков, М.Ю. Токарев. Новая методика трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях	39
М.Б. Шнеерсон, А.П. Жуков. ВСП на SEG Хьюстон 2013 и EAGE Амстердам 2014	43
Бурение	47
А.В. Лягов, И.А. Лягов. Выбор допустимых радиусов кривизны скважин сверхмалого диаметра (каналов) для технической системы «Перфобур»	47
Добыча	53
М.Д. Валеев, А.В. Севастьянов, Ю.В. Нигай, Р.С. Третьяков Технология увеличения производительности нефтяных скважин	53
Т.Р. Закиров, А.И. Никифоров Моделирование кислотного воздействия на пористую среду	57
Газовая промышленность	64
Компрессоры	66
Спецтехника	73

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Лабораторное оборудование	76
Химия	78
Переработка	79

ТРАНСПОРТИРОВКА

Хранение	80
Арматура	82
ОАО «Зеленодольский завод имени А. М. Горького»	82
С.А. Сурков, Д.Г. Терентьев. Арматура нового поколения для газовых вагонов-цистерн	92
Коррозия	94
Трубопровод	100
Трубы	106

БЕЗОПАСНОСТЬ

Экология	107
М. Суворов. Анализ методов забора донных осадков нефтешламонакопителей, твердых нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов	107
Промышленная безопасность	110

КИПИ

Измерительные приборы	114
С.В. Фролов. Модернизированный АИР-10SH для суровых условий эксплуатации	114
Автоматизация	116
Энергетика	122

EXPOSITION OIL & GAS

ISSUE:

6 (38) october 2014

GENERAL OFFICE:

N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

REPRESENTATIVE OFFICES:

Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 681-04-25

Miami, FL, USA,

801 Three islands blvd., Suite 217,
Hallandale Beach, 33009
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany

+49 (1577) 958-68-49

URL:

www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:

Expозitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:

Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:

Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru

MANAGERS:

Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru
Rais Farkhutdinov / rais@runeft.ru

EDITORIAL BOARD:

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidyev / zavidyev@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

PRINTED:

Logos typografy Kazan
+7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE:

13.10.2014

CIRCULATION:

10 000 copies

Geophysics 6

Oleg A. Silaenkov, Ivan I. Kuznetsov, Sergey L. Langman, Dmitry E. Mosyakov,
Dmitry B. Finikov. Prime – a system for interpretative 2D/3D/3C seismic data processing 8

Vladimir L. Trofimov, Fanil' F. Khaziev, Svetlana A. Shkol'nik. Improvement of methods for
geological indicators predicting by the high-resolution seismic method 13

Aleksandr A. Tabakov. Seismic method with the excitation of vibrations
in the air or the water environment and focusing energy in receiving points
on the boundary of the acoustic and elastic media 20

Evgeniy V. Birialtcev, Vasiliy A. Ryzhov, Marsel R. Kamilov

Fracture survey on the base of full-wave numerical simulation
of wave propagation and maximum likelihood method 22

Yuriy D. Mirzoyan, Viktor Y. Oyfa
The study of geological sections in the offshore wells using GIS, PM, VSP, reflection CDP
(for example, the well number 3 Medynskoe-sea – 1) 26

Aleksey V. Nikolaev. Seismic exploration: yesterday, today and tomorrow 32

Samvel Ts. Akopian. Application of the method of seismic entropy to solve technological
problems in the oil and gas industry 36

Alexey A. Shmatkov, Mikhail Y. Tokarev
A new 3D ultra-high resolution seismic technique for shallow water studies 39

Mikhail B. Shneerson, Aleksandr P. Zhukov. Vertical seismic profiling (VSP)
on geophysical conventions SEG Houston 2013 and EAGE Amsterdam 2014 43

Drilling 47

Aleksandr V. Lyagov, Il'ya A. Lyagov. Choice the valid radius of curvature for drilling small
diameter channels by the Perforator technical system 47

Oil production 53

Marat D. Valeev, Aleksandr V. Sevast'yanov, Yuriy V. Nigay, Roman S. Tret'yakov
Technology for increasing the productivity of oil wells 53

Timur R. Zakirov, Anatoliy I. Nikiforov. Simulation of acid exposure on a porous medium 57

Storage 80

Roman V. Kurgin. Collapsible tanks. Description and application 80

Pipeline 100

Vadim A. Ivanov, Daniil A. Serebrennikov, Alexey N. Davydov. Study of the influence
of ambient temperature and lifetime of the insulation on its physical properties 100

Vasiliy A. Rybin. Perspective technology of pipelines disaster recovery 102

Automation 116

Alexandr P. Klochkov. About choosing of the software for procurement
and logistics departments for oilfield service companies 116



ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН

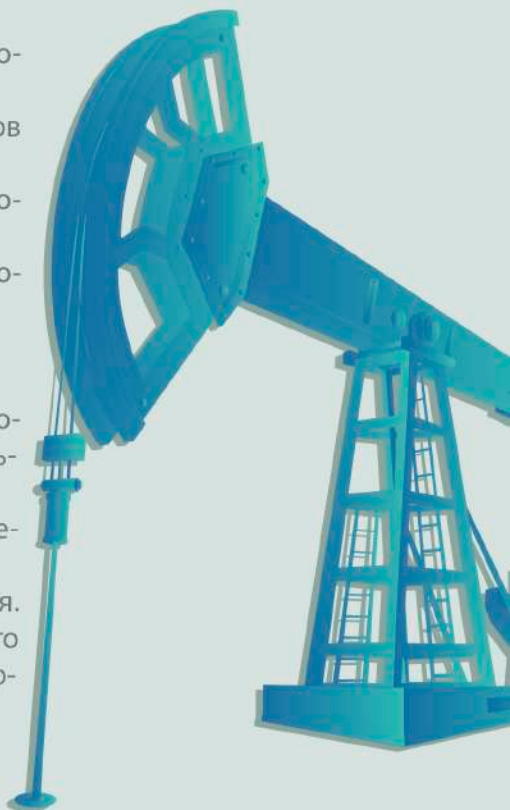
Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А так же их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
 - проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
 - ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.
- Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.

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



ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН

Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113

Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87

Факс: (8452) 50-60-30, 524-888

E-mail: neftemash@sapcon.ru

Сайт: www.sapcon.ru

Интегрированные инновационные технологии в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике для повышения эффективности ГРП от поиска до добычи

(по материалам Международной конференции «Гальперинские чтения»)

В.С. Мануков

начальник отдела международного научно-технического сотрудничества¹
vsmanukov@cge.ru

¹ОАО «ЦГЭ», Москва, Россия

За последние несколько лет тематическое содержание Международной ежегодной научно-практической конференции «Гальперинские чтения» заметно расширилось в сравнении с ее изначально задуманной целью — освещение развития метода ВСП, ставшего, как известно, неотъемлемой частью современной сейсморазведки. Поэтому доклады о результатах применения ВСП, особенно в сложных сейсмогеологических условиях и с использованием инновационных технологий, иллюстрирующих возможности преодоления таких трудностей, по-прежнему представляют интерес.

Хорошо известно, что на вертикальном сейсмическом профиле проще выделять волны разного типа: продольные, поперечные, обменные, однократные и многократно отраженные, видеть картину интерференции полезных волн с помехами, определять границы акустической жесткости среды по всему разрезу, наблюдать изменения динамических характеристик волн, идентифицировать природу волн, зарегистрированных во внутренних точках среды с волнами на сейсмограммах наземной съёмки.

Это дало возможность с большей точностью определять скорости продольных и поперечных волн, используемых для построения глубинно-скоростной модели среды и структурных построений в около-скважинном пространстве, рассчитывать коэффициенты Пуассона, Томсена и целый ряд атрибутов, характеризующих геологическую среду, как например, анизотропию и инверсию сейсмических параметров, изменение коллекторских свойств пород, особенности трещиноватости и другие параметры, необходимые для построения геологических и гидродинамических моделей залежей, для уточнения контура месторождения и определения координат заложения новых эксплуатационных скважин, для мониторинга разрабатываемых месторождений, и, наконец, для прогноза ресурсов и подсчёта запасов УВ.

На практике применяется немало относительно новых, постоянно совершенствуемых технологий углублённого изучения геологического строения месторождений, коллекторских свойств пород, характера их трещиноватости, проницаемости и других характеристик, используемых не только для решения разведочных задач, но главным образом для повышения эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Наиболее результативным примером такого подхода к совершенствованию технологий можно считать опыт широкомасштабного применения метода непродольного ВСП — НВСП компанией ЗАО НПЦ «Геостра», входящей в состав ОАО «Башнефтегеофизики». На основе многолетнего опыта проведенных

работ в нефтегазодобывающих регионах России (Западная Сибирь, Оренбуржье, Урал-Поволжье, Башкирия) по ВСП с применением модификации НВСП более чем в 500 скважинах и в комплексе с 2D/3D и ГИС, ими создана научно и экспериментально обоснованная технология, названная авторами «ВСП — сопровождение глубокого бурения на различных этапах ГРП». Судя по докладу «Эффективность исследований методом скважинной сейсморазведки на месторождениях нефти и газа» представленного на «ГЧ — 2013», авторы: В.А. Ленский, А.Я. Адиев и др., применение НВСП дало положительные результаты в изучении околоскважинного пространства, подтверждённые бурением и другими оценочными критериями. В определённых геологических условиях, когда при использовании НВСП из удалённых пунктов взрыва возникают принципиальные ограничения, которые невозможно компенсировать каким-нибудь способом, применяются альтернативные подходы к решению этой проблемы. При этом уже на этапе проектирования работ особое внимание уделяется учёту технологических возможностей и ограничений НВСП и выбирается оптимальная система наблюдения. В результате удается уточнять геологическое строение околоскважинного пространства, контуры залежи, места заложения новых эксплуатационных скважин и даже решать задачи, не свойственные геофизике, как например, оптимизация режима и объёмов бурения, оценка прироста запасов, благодаря чему достигается огромная экономия ресурсов и средств. Аналогичные результаты получены и в других регионах.

Надо отметить, что расширение тематики автоматически уже было заложено в самой идее проведения сейсмических наблюдений в скважине с тем, чтобы получаемую во внутренних точках среды сейсмическую информацию использовать для повышения эффективности наземных 2D и 3D наблюдений, т.е. создавать интегрированную наземно-скважинную информацию. Её возможно получать только из данных ВСП, в том числе и интегрированных с данными наземной сейсморазведки.

Тематическое расширение программы конференции естественным образом стимулируется также из-за всё усложняющихся геологических задач, как при разведке месторождений, так и при мониторинге добычи. В программу конференции включаются не только доклады об исследованиях и практических результатах применения новых технологий сбора, обработки и интерпретации данных скважинной и наземной сейсмике. Востребованными становятся все новации — от теоретико-экспериментальных исследований из фундаментальной теории распространения сейсмических волн до новых технологий по изучению геолого-физических характеристик коллекторов и нового метода микросейсмической разведки недр, основанного на использовании обычных микросейсм, которые до недавнего времени рассматривались как помехи. Оказалось, что в волновом поле микросейсм содержится ценная геологическая информация, носителями которой могут быть, например, возникающие на глубине волны Релея.

В 2001 году, уже на первой конференции «Гальперинских чтений» ведущие учёные Института физики земли РАН, член-корр. РАН, д.ф.-м.н. А.В. Николаев и к.ф.-м.н. Б.М. Шубик выступили с докладом о разработанном ими в ИФЗ новом сейсморазведочном методе эмиссионной томографии, позволяющем извлекать информацию о строении и состоянии среды на основе регистрации микросейсм. Развитию этого метода предшествовали исследования сейсмических шумов на поверхности земли и в скважинах, проводившиеся в 50–60-х годах XX века в Таджикистане Е. И. Гальпериным, в результате которых было сделано открытие — установлен факт генерации микросейсм в глубине земной коры. Наличие в среде источников сейсмического излучения или контрастных неоднородностей приводит, как выяснилось, к появлению когерентных компонент в случайном волновом поле, зарегистрированном на поверхности. На основании дальнейших исследований этого явления был разработан и реализован новый метод сейсмической разведки и мониторинга

активных объектов. Главный научный сотрудник ИФЗ РАН, академик РАН, д.ф.-м.н. С.И. Александров представил на той же конференции «ГЧ – 2001» доклад о результатах создания ПО и новых методов обработки данных, получаемых по методике ПСМ – пассивного сейсмического мониторинга. Эта методика применяется в нефтегазовой промышленности для диагностической визуализации гидроразрывов пластов (ГРП) при интенсификации добычи УВ, трассировки потоков флюидов, картировании термальных фронтов, обнаружения разломов и, главное, для отслеживания и определения направления зон трещиноватости, геометрии гидроразрыва.

Перспективы применения метода эмиссионной томографии связывались с тем, что залежи УВ, рудные месторождения, тектонические разломы, зоны повышенной трещиноватости и кавернозности являются ярко выраженными аномалиями сейсмической эмиссии. И, действительно, с той поры метод интенсивно развивается и находит практическое применение в решении ряда разведочных задач, пока ещё в формате рекогносцировочной разведки, но более уверенно в мониторинге ГРП.

Так, на Гальперинских чтениях – 2011, 2012, 2013 специалистами ИФЗ РАН, ИПНГ РАН, ООО «Градиент», ООО «Викосейс» и ОАО «ЦГЭ» по результатам совершенствования и практического применения различных модификаций микросейсмических методов разведки, для решения геологических задач, было представлено 18 докладов. Отметим самые значимые из них. Доклады Шубика Б.М., Николаева А.В., Барабанова В.Л., Горбатикова А.В.: «3D сейсморазведка на основе дифракционной томографии с управляемым облучением» (2011), «3D сейсморазведка шумящих сред» (2012) и «Дифракционная томография сложных сред». «От анализа микросейсм к трехмерной сейсморазведке» (2013), «Проблема спектра доминантных частот при сейсмических воздействиях на нефтяные залежи» (2012), «Субвертикальные неоднородности земной коры по результатам применения микросейсмического зондирования». Доклады Александрова С.И., Мишина В.А., Гогоненкова Г.Н., Перепечкина М.В. «Новый подход к определению геометрии гидроразрыва пласта при помощи ПСМ» (2011), «Микросейсмический мониторинг ГРП: «скважина» vs «поверхность». (2012), «Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП». Доклады Н.Я. Шабалина, Е.В. Биряльцева, В.А. Рыжова: «Опыт применения метода анализа спектра скоростей фоновых микросейсм для изучения локального строения осадочного чехла» (2012). Опыт трехмерного построения неоднородностей среды методом пассивного «Низкочастотного сейсмического зондирования» (2013). «Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности с применением максимального правдоподобия. Теоретические подходы и практические результаты» (2013).

Итак, очевиден факт серьезного внедрения метода микросейсмической разведки в нефтяную геофизику. На данном этапе наиболее перспективным представляются получаемые этим методом практические результаты изучения процесса протекания гидроразрыва пластов и картины изменения пространственной геометрии распространения зоны трещиноватости

коллекторов. В части разведочных возможностей метода наметился определённый прогресс в изучении глубинного строения недр, пока только на уровне региональной геологической разведки, особенно в обнаружении крупных тектонических нарушений типа субвертикальных разломов и неоднородностей, резко отличающихся по литолого-физическим характеристикам от окружающей среды. Основными проблемами развития эффективности метода являются требующие решения задачи повышения точности структурных построений по глубине, а также проблемы, связанные с нарушением экологии. Привлекательным является существенная дешевизна метода по сравнению с трехмерной сейсморазведкой. В методическом смысле к микросейсмике примыкают исследования по использованию рассеянных обменных волн, возникающих в глубине недр на неоднородностях. Исследования ведутся в МФТИ совместно с ЦГЭ пока, что на теоретическом уровне. На «ГЧ – 2013» было представлено два доклада по этой теме: «О разделении пластовых зон развития мезотрещин по аномалиям амплитуд рассеянных обменных волн» и «Использование амплитудных аномалий фронта рассеянных обменных волн при ЗС-регистрации для обнаружения систем субвертикальных макротрещин», авторы: Левянт В.Б., Петров И.Б., Квасов И.Е. и Муратов М.В.

Интерес представили несколько докладов, в которых показано широкое использование поперечных и обменных PS волн, как для структурных построений, так и для динамической интерпретации волновых полей с целью извлечения дополнительной информации о геолого-физических свойствах пород-коллекторов, трещиноватости, пористости, проницаемости и других характеристиках. О применении и развитии программного обеспечения для интегрированной обработки и комплексной интерпретации геолого-геофизической информации при построении геологических моделей месторождений было заслушено несколько докладов, названия которых приводятся ниже, где говорится о публикациях материалов Гальперинских чтений.

С материалами всех Гальперинских чтений (тезисы, рефераты докладов) можно ознакомиться на сайте компании ООО «Геоверс» — www.geovers.com. Кроме того, на сайтах нескольких журналов размещены некоторые из опубликованных статей по докладам с конференций. Прежде всего, это сайт научно-технического журнала «Экспозиция Нефть Газ», многолетнего информационного партнёра ОАО «ЦГЭ» и «Гальперинских чтений» — www.runeft.ru. На сайтах других журналов, это «НефтеСервис» — www.oilcapital.ru, «Нефть.Газ.Новации» — www.neft.gaznovacii.ru, «Приборы и системы разведочной геофизики» — www.psrgeo.ru и другие.

В журнале Экспозиция Нефть Газ, № 2, 2014 г. опубликовано 8 статей по докладам на «ГЧ – 2013». Приведу только названия некоторых из них, по которым видно, как широко «Чтения» освещают актуальные проблемы современной сейсморазведки. Вот некоторые из них: «Трёхмерное геологическое моделирование с учетом фациальных условий осадконакопления», авторы: Билибин С.И. и др., «СВЧ-сейсморазведка высокой чёткости», авторы: Табаков А.А. и др., «Прогнозирование физических свойств терригенных коллекторов с палеотектоническим анализом для

уточнения истории формирования залежи УВ на базе ПО DV-SeisGeo», авторы: Жемжурова З.Н., Чекунова В.А., «Свойства отраженных волн в регулярно трещиноватых средах», авторы: Авербух А.Г., Граф С.Ю., «Способы увеличения добычи нефти с учётом приливных движений Земли», авторы: Мирзоев К.М., Николаев А.В. и др., «Наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта», авторы: Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И.

По докладам с «Гальперинских чтений – 2012» в этом же журнале № 5, 2012 г. опубликованы следующие статьи: О разработанной в ОАО ЦГЭ системе программ MDV — «Новая парадигма взаимодействия человека с компьютером при анализе многообъектных и многопараметрических систем и принятии управленческих задач», авторы: Кашик А.С., Гогоненков Г.Н. В № 6, 2012 г. «Моделирование электротеплового воздействия на прискважинную область при разработке месторождения высоковязкой нефти», авторы: Кашик А.С., Хусид М.Д. и др. Две статьи от компании «Градиент», «Возможность изучения ВЧР на основе полномасштабного численного моделирования», авторы: Рыжов В.А., Биряльцев Е.В. и др. и «Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности», авторы: Н.Я. Шабалин и др., в № 2, 2013 г. «РПВНГЗ — инновационная технология прямого поиска залежей нефти и газа», авторы: «Сибгатуллин В. Г. и др.

В журнале НефтеСервис, № 1, 2013 г. опубликовано 5 статей, озвученных на «ГЧ – 2012». Приведу также только названия некоторых из них: «Пример решения геологических задач в Припятской впадине комплексом модификаций ВСП», авторы: Шехтман Г.А., В.М. Кузнецов, Громыко В.М. «Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований», авторы: Хромова И.Ю., Николаев Д.А. «Применение микросейсмического мониторинга для контроля технологических рисков ГРП», авторы: Александров С.И., Мишин В.А. и др. «Эффективность применения поляризованного метода ВСП», авторы: Рубцов А.А., Мирзоян Ю.Д. и др.

В журнале Нефть. Газ Новации, № 1, 2014 г. опубликовано 6 докладов с конференций «ГЧ – 2012» и «ГЧ – 2013». «Оценка экономического эффекта от снижающей риски дополнительной геологической информации», авторы: Балабан И.Ю., Гутман И.С. «Гальперинские чтения: инновационные интегрированные технологии в наземно-скважинной сейсморазведке», автор Мануков В.С. «Резонансы гравитационных приливов в земной коре и их влияние на нефтегазовые залежи», автор: Сибгатуллин В.С. и др. «AlphaVSP Новое поколение программ регистрации сейсмических данных», автор: Гарифуллин А.М.

Таким образом, можно отметить довольно широкое освещение компаний-организаторов конференции в периодической печатной продукции, а также материалов с Гальперинских чтений на порталах ряда журналов нефтегазового профиля.

Вот, и данный номер журнала «Экспозиция Нефть Газ» посвящен проблемам геологии и геофизики. Специалистами компаний-участников «Гальперинских чтений – 2014» были подготовлены к публикации актуальные научно-технические материалы, посвященные инновационным технологиям и исследованиям в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

Система интерпретационной обработки сейсмических 2D/3D/3C данных Prime (Прайм)

О.А. Силаенков

главный геофизик¹

o.silaenkov@yandex-terra.ru

И.К. Кузнецов

директор департамента интерпретационной обработки сейсмических данных¹

i.kouznetsov@yandex-terra.ru

С.Л. Лангман

к.ф.-м.н., ведущий математик¹

s.langman@yandex-terra.ru

Д.Е. Мосяков

генеральный директор¹

d.mosyakov@yandex-terra.ru

Д.Б. Фиников

к.т.н., директор департамента разработки алгоритмического и программного обеспечения¹

d.finikov@yandex-terra.ru

¹ООО «Сейсмостек» (Яндекс.Терра), Москва, Россия

В работе описывается система интерпретационной обработки Prime. Описываются концепция, архитектура, возможности системы, ее отличительные особенности и преимущества. Приводятся примеры обработки, инструментарий системы и опыт ее использования в самых различных регионах для решения широкого спектра задач в разнообразных сейсмогеологических условиях. Намечены перспективы развития.

Материалы и методы

В работе описан программно-аппаратурный комплекс, реализованный на современных распределенных вычислительных ресурсах.

Ключевые слова

система обработки сейсмических данных, глубинно-скоростная модель, прямые и обратные задачи, глубинная миграция, учет ВЧР, кратные волны

Автор концепции системы интерпретационной обработки сейсмических данных Prime, доктор физико-математических наук В.М. Глоговский (1936–2008), разработал прикладную теорию решения обратной кинематической задачи, а именно построение глубинно-скоростной модели среды, добавив проверку её допустимости и непротиворечивости. В.М. Глоговский осуществил на практике интерактивный подход и оперативный учёт априорной информации, позволяющие принять геологически осмысленное решение непосредственно в ходе обработки.

Решение обратной кинематической задачи было реализовано в виде интерактивной системы, включавшей в себя несколько взаимосвязанных программ, и казалась вполне самостоятельным продуктом. Планировалось, что обработанные в некоторой другой системе данные будут поступать на вход этих программ, а результатом ее работы будет построенная пластовая модель среды и соответствующее ей изображение. Предполагалось, что построенная модель будет использована в дальнейшей обработке, а полученное изображение будет использовано интерпретаторами. Отчасти такой проект был реализован, но довольно быстро выяснилось, что построение модели практически невозможно отделить от других процедур обработки, так как по мере уточнения модели нужно возвращаться к предшествующим этапам, и вся обработка должна строиться вокруг финальной задачи. Да и окончательное изображение нужно строить с учетом современных требований к динамике, иначе и построенная пластовая модель не вызывает доверия, несмотря на выполнение всех формальных критериев. Необходимость обработки данных 3D сейсморазведки сделала окончательно необходимым создание полноценной обрабатывающей системы.

Однако ее архитектура и идеология по-прежнему определялась нацеленностью на построение непротиворечивой пластовой модели среды и ее глубинного изображения. Здесь очень важно отметить, что развитые В.М. Глоговским и С.Л. Лангманом способы решения обратной кинематической задачи отличались высокой вычислительной эффективностью, наглядностью и доказательностью (т.е. позволяли быстро верифицировать результаты), а это позволяло, в свою очередь, наладить глубоко интерактивный процесс обработки, выстроенный вокруг этого ядра.

Работа над созданием системы велась сравнительно небольшим коллективом, что обусловило отбор только самых необходимых средств обработки, которые во многом были авторскими. Однако эти средства обрели многофункциональностью, позволяющей решать весь спектр

задач практической обработки сейсмических данных. Со временем удалось дополнить набор программ до полнофункционального современного обрабатывающего пакета, сохранив при этом ряд оригинальных решений, не говоря уж о концепции системы в целом.

Одним из важных преимуществ системы является то, что она аккумулирует в себе многолетний опыт разработки программного обеспечения в сочетании с производственной деятельностью в области применения этих программных средств. Система разрабатывается и дополняется в процессе производственной деятельности коллектива, непосредственно связанного с обработкой сейсмических данных, полученных в самых разнообразных сейсмогеологических условиях. Система растет по мере выполнения новых проектов и дополняется при возникновении новых практических задач. На данный момент система превратилась в полнофункциональный пакет для обработки сейсмических данных, включающий в себя более 400 интерактивных инструментов.

Это сочетание передовой теории с практикой, ориентированное на последние разработки в области аппаратных и технологических решений, в процессе многолетней работы с требовательными иностранными коллегами и ведущими профильными академическими учреждениями России способствовало интенсивному развитию полнофункциональной среды, уникальной по своей философии и алгоритмам — системы интерпретационной обработки сейсмических данных Prime.

Программное обеспечение Prime (Прайм)

Prime позволяет обрабатывать 2D, 3D и 3C морские и наземные сейсмические данные в сложных сейсмогеологических условиях: при сложном рельефе дневной поверхности, наличии неоднородностей в верхней части разреза, в условиях соляно-купольной и сильно дислоцированной тектоники, в шельфовых и переходных зонах, при наличии большого количества интенсивных кратных волн и т.п.

Отличительные особенности и преимущества

Система Prime уникальна благодаря технологии и алгоритмам, лежащим в ее основе. Технология Prime позволяет контролировать корректность и точность полученных результатов, привлекая априорную информацию и используя глубинные построения, начиная с самых ранних этапов обработки. Поэтому мы называем обработку в Prime интерпретационной обработкой. Набор процедур системы основан на специальных интерактивных алгоритмах, что делает промышленную обработку эффективной и технологичной, и в то же

время позволяет реализовать индивидуальный подход к работе с сейсмическими данными.

Большинство алгоритмов, составляющих содержание системы, являются авторскими разработками, однако они призваны решать те же задачи, которые тем или иным образом решаются во всех современных пакетах. Есть, однако, и решения, не имеющие аналогов, например: способы коррекции фазового спектра сигнала (рис. 1), нестационарная предсказывающая деконволюция (рис. 2), способ построения эффективной модели ВЧР с помощью кинематики-динамического преобразования (рис. 3), а также основанного на нем способа прослеживания и параметризации временных полей (рис. 4), и многое другое.

Важным направлением в развитии системы мы считаем динамическое моделирование волновых полей, которое доведено в системе до того уровня, что оно может использоваться в рутинной обработке не только для ее верификации, но и для компенсации искажений динамики (рис. 5).

Концепция Prime (Прайм)

Доминантой обработки в Prime является алгоритм построения глубинно-скоростной модели среды, являющийся основой многих других процедур обработки, например миграции. Таким образом, правильность окончательных результатов обработки — глубинных динамических мигрированных разрезов (кубов), в значительной мере определяется правильностью глубинно-скоростной модели, в рамках которой выполнена миграция. Поэтому целый ряд процедур в системе призван обеспечить получение надежных данных для определения глубинно-скоростных параметров и контроля точности построенной модели.

Основным содержанием системы является глубинная, а не временная обработка, что позволяет использовать эффективные методы, которые могут быть реализованы только в рамках глубинно-скоростной модели (например, аппроксимация неоднородного слоя или погружение сейсмограмм).

Добавив в рассмотрение проверку допустимости и непротиворечивости глубинно-скоростной модели, В.М. Глоговский реализовал на практике интерактивный подход и учет априорной информации для структурных построений, позволяющий принятие решений непосредственно в ходе обработки.

Концепция Prime позволяет решать конкретную задачу с применением индивидуального эффективного графа обработки и оценивать точность ее решения.

Концепция непосредственно влияет и на архитектуру системы, и на ее интерфейс, и на способ хранения и представления данных. Так, по мнению многих пользователей, удачным является решение привязывать все параметры описывающие данные, параметры обработки и прочие к геологически осмысленным поверхностям во временной или глубинной областях, что позволяет вести согласованную по параметрам обработку по сетям профилей и площадным наблюдениям (рис. 6).

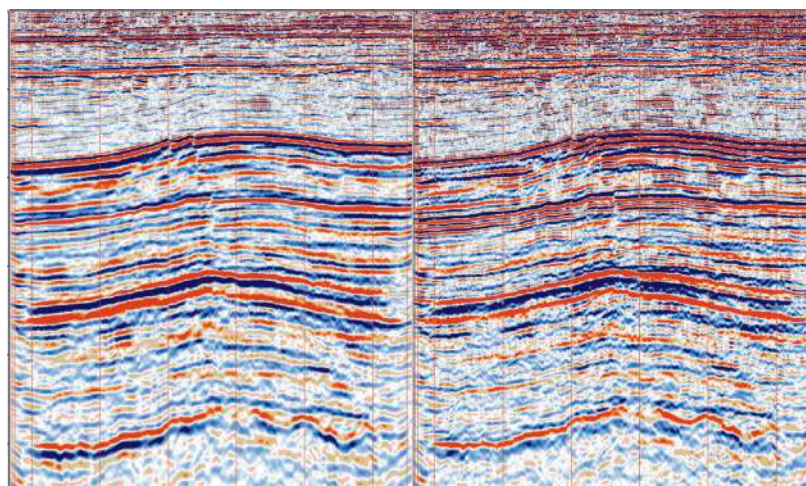


Рис. 1 — Глубинный мигрированный разрез. Слева — до фазовой деконволюции, справа — после

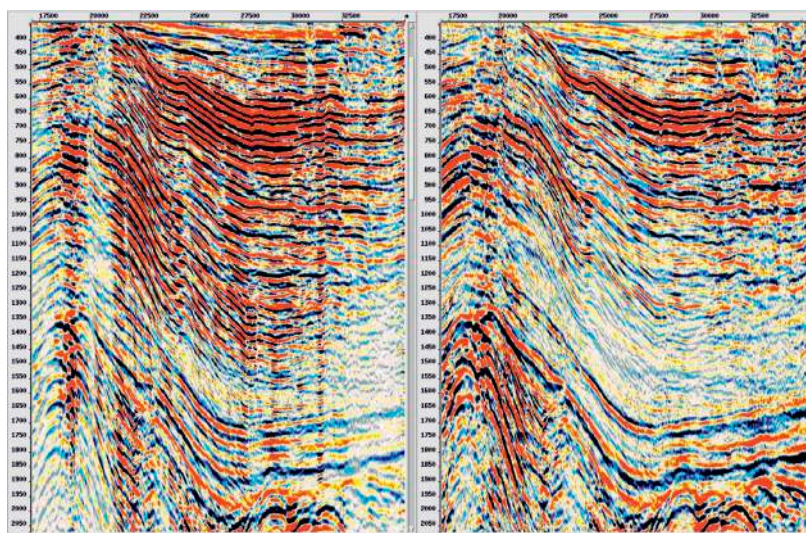


Рис. 2 — Пример подавления ревербераций средствами нестационарной фильтрации. Слева — исходный разрез, справа — результат после подавления

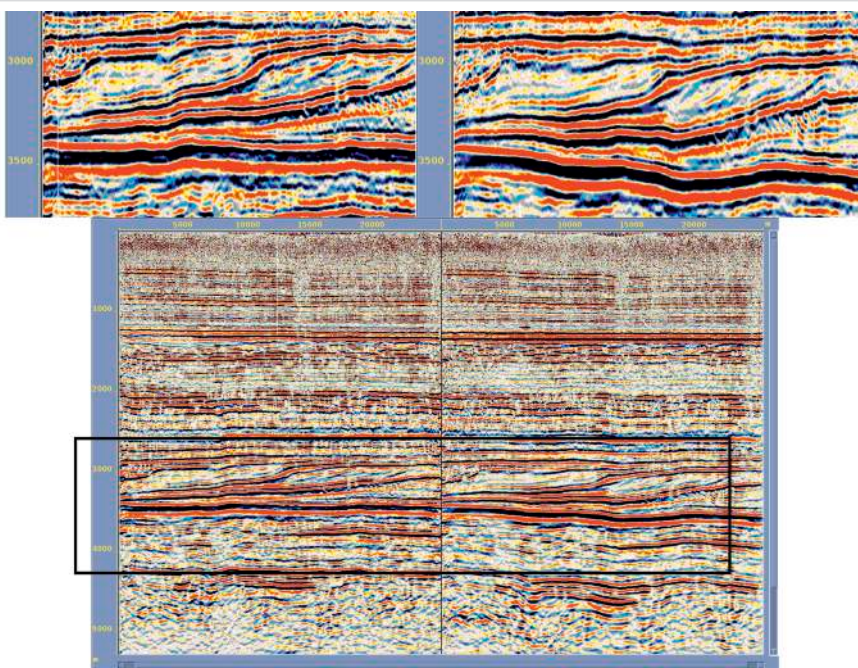


Рис. 3 — Пример учета ВЧР на глубинных разрезах, созданных в разных моделях слева — реконструкция слоя, справа — модель статики. Воспользовавшись методикой реконструкции глубинной границы, в рамках глубинно-скоростной модели, для тех же априорных данных (граница Г — гладкая) получим совершенно иное положение целевых границ. Качество прослеживания горизонтов на обоих разрезах удовлетворительное

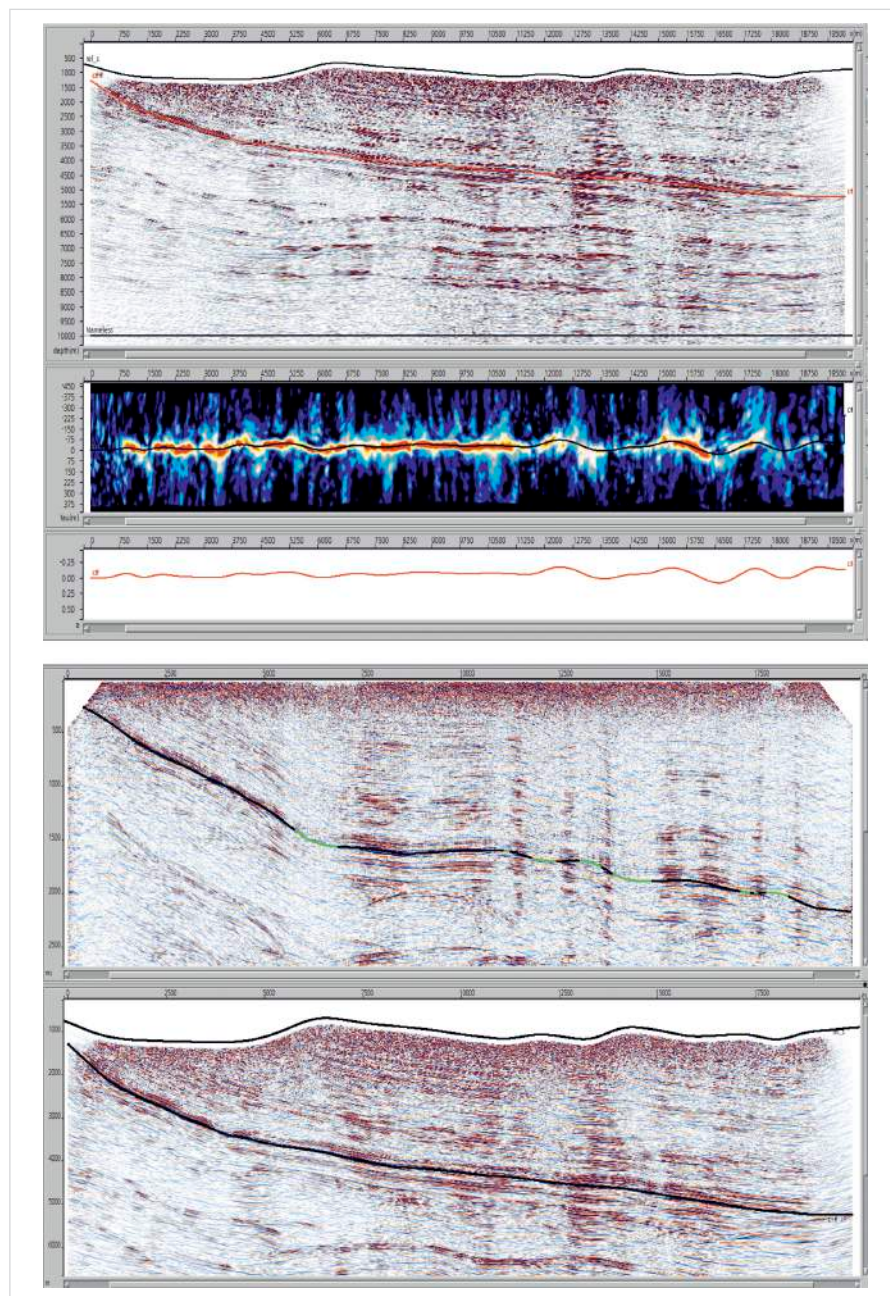


Рис. 4 — Способ прослеживания и параметризации временных полей на основе кинематико-динамического преобразования

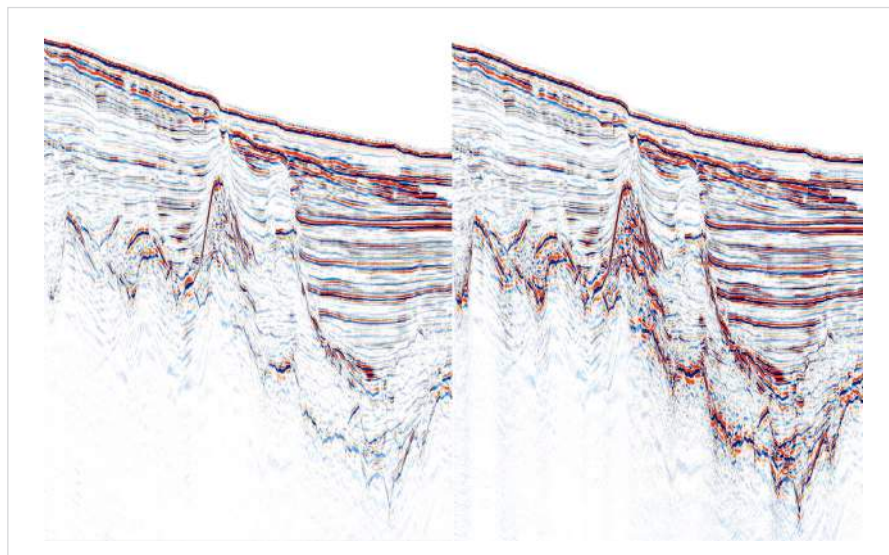


Рис. 5 — Восстановление амплитуд после глубинной миграции 3D-данных. Слева — до процедуры, справа — после восстановления амплитуд

Прецизионность и точность

Прецизионность и точность обработки достигаются при помощи применения технологии построения глубинно-скоростной модели с контролем корректности структурных построений.

Интерпретируемость

В рамках развитого интерактивного инструментария система позволяет очень быстро и эффективно решать обратную и прямую кинематические задачи с проверкой адекватности результата исходным данным, в геологически понятных терминах (глубина и интервальная скорость) оценивать геологическую осмысленность результата, проверять возможные геологические гипотезы на совместимость с результатами сейсмических наблюдений, непосредственно использовать априорную геологическую информацию на всех критических этапах обработки.

Таким образом, при плодотворном взаимодействии обработчика и геолога-интерпретатора, система позволяет получить на конечном этапе обработки геологически осмысленное, согласованное с априорными данными и видением интерпретатора изображение сейсмического разреза.

Временная обработка производится в терминах эффективных параметров, использование глубинной обработки позволяет установить связь между эффективными и геологическими параметрами.

Доказуемость и обоснованность результатов обработки на любом этапе

Лежащая в основе глубинно-скоростная модель подвергается проверке на допустимость и непротиворечивость. Для этого в программе рассчитывается специальный критерий адекватности модели априорным представлениям о среде. Таким образом, любой, основанный на этой модели, результат обработки, промежуточный или окончательный, становится обоснованным с точки зрения корректности применения алгоритма обработки, а значит и надежности результата.

Интерактивность

Интерактивность — принципиально важная возможность системы, позволяющая наиболее эффективным образом в режиме реального времени описывать параметры волнового поля, подбирать значения параметров всех применяемых процедур и сразу непосредственно оценивать результат преобразования.

Программа содержит несколько интерактивных графических приложений, которые отвечают за различные задачи: построение скоростной модели, расчет миграций и сравнение результатов, тестирование параметров обработки, конструктор потоков обработки, работа с данными, которые отвечают за различные задачи: построение скоростной модели, расчет миграций и сравнение результатов, тестирование параметров обработки, конструктор потоков обработки, работа с данными в 3D объеме и т.д. Все приложения опираются на единую базу данных. Поэтому результат изменения объекта внутри одного приложения мгновенно виден в работе другого приложения. Не нужно выгружать и загружать данных,

тратить время на изменение форматов. Этим проблем нет, обработка происходит быстро.

Технологичность

Организация системы позволяет в разумные сроки обрабатывать большие массивы 2D и 3D данных.

Особенностью технологии Prime при обработке системы пересекающихся 2D профилей на площади является одновременная (а не последовательная) обработка всех профилей с контролем и увязкой в точках пересечения всех результатов, начиная с первичной обработки (временных разрезов, корреляции линий to, горизонтальных спектров скоростей), и заканчивая интервальными скоростями, глубинными границами и динамическими глубинными мигрированными разрезами.

Распараллеливание вычислений

Все чаще обработчики имеют дело с очень большими объемами данных. Поэтому для современной программы обработки принципиально важно обладать свойствами технологичности. То есть обработка должна с одной стороны оставаться качественной, а с другой стороны быть очень быстрой. Prime удовлетворяет этим требованиям благодаря тому, что вы можете настраивать параметры процедур быстро и просто для одного или нескольких показательных тестовых линий, сохранять в базу данных программы последовательности процедур со всеми параметрами, а затем применять обработку в поточном режиме ко всему объему данных. Кроме того,

программа позволяет использовать вычислительные мощности оптимальным образом. Поэтому все длительные по времени процедуры в Prime ускоряются в десятки раз.

Функциональные возможности Prime (Прайм)

Prime — полная интерактивная система обработки, включающая все необходимые процедуры: от чтения данных до построения окончательного мигрированного изображения и вывода его на печать. Prime отвечает всем современным требованиям к программе обработки и содержит уникальные прогрессивные технологии, уже неоднократно опробованные на практике в рабочих проектах.

В целом функциональность пакета включает в себя:

- ввод данных. Присвоение геометрии. Работа с полями заголовков;
- контроль качества данных;
- использование горизонтов в обработке;
- работа во временной и глубинной областях;
- использование технологии 3D для обработки 2D;
- обработка сигнала, мьютинг, редакции сейсмограмм, коррекции амплитуд, фильтрации, деконволюции;
- скоростной анализ. Ввод кинематики. Кинематические фильтры;
- построение глубинно-скоростной модели среды;
- оценка достоверности структурных построений;
- решение прямой динамической задачи для разных типов волн;

- трансформации волновых полей;
- расчет и ввод статических поправок;
- учет криволинейного рельефа дневной поверхности, компенсация влияния ВЧР, реконструкция слоя;
- моделирование и вычитание регулярных помех (кратных волн);
- кинематические фильтры;
- миграционные преобразования;
- кинематико-динамическое преобразование для определения времени прихода отраженных волн;
- моделирование;
- интерпретационные инструменты;
- интерактивные вспомогательные инструменты, визуализация, 3D;
- инструменты для вывода данных.

Опыт использования Prime

География применения Prime весьма широка — это районы с разнообразными и сложными геологическими структурами. Сейсмические данные специфичны, а волновые поля могут представлять собой сложные картины. В процессе работ с такими данными Prime нередко дополнялся специальными алгоритмами, которые разрабатывались для решения конкретных нестандартных задач опытными программистами с непосредственным участием геофизиков и геологов.

География опыта практического использования технологии Prime включает более 100 морских (Балтийское, Баренцево, Охотское, Каспийское, Чёрное, Азовское, Южно-Китайское и Норвежское моря, Мексиканский залив, Индийский океан) и наземных (Западная и Восточная

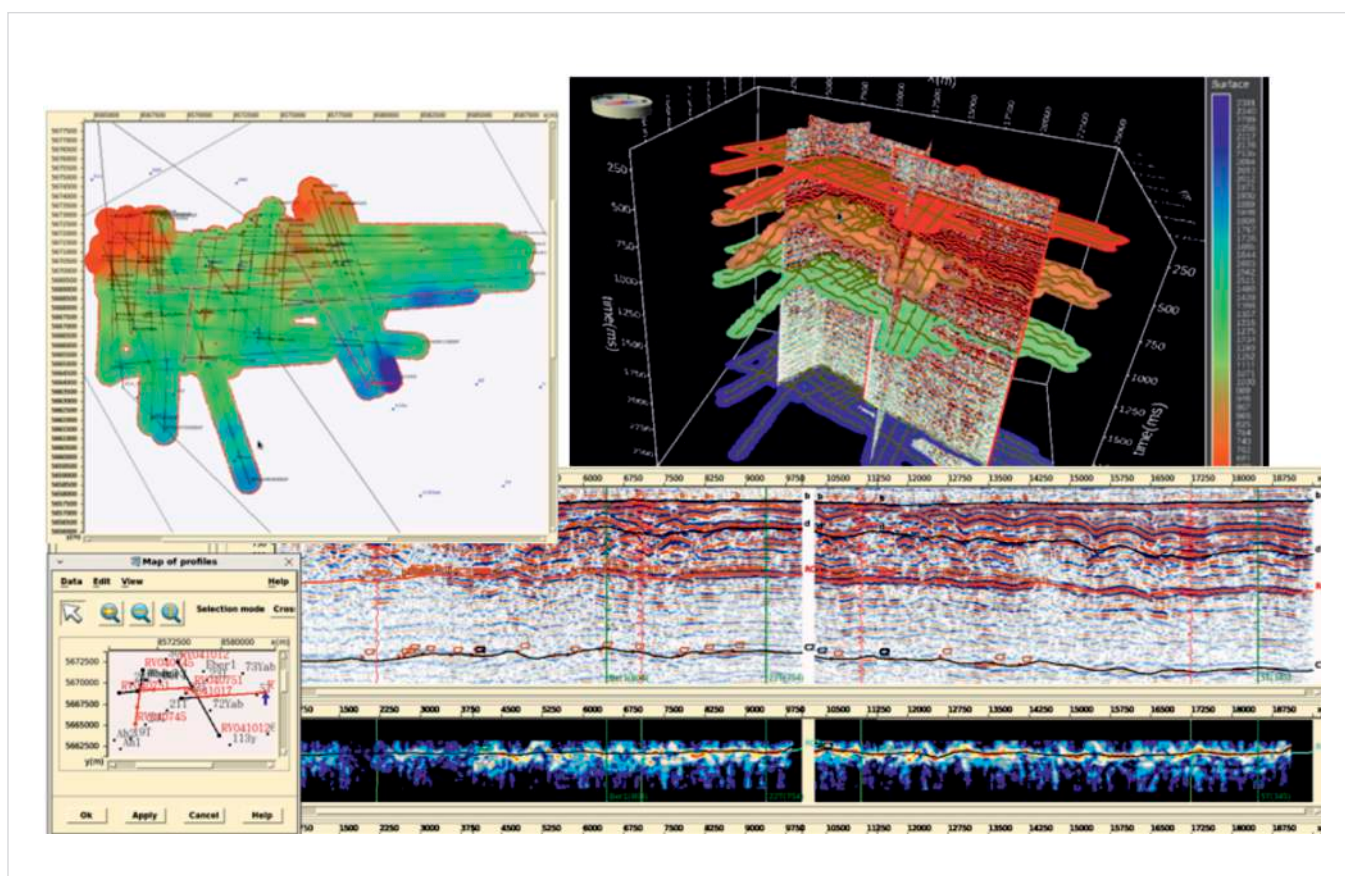


Рис. 6 — Скоростной анализ в Prime

Сибирь, Калмыкия, Поволжье, Казахстан, Китай, Саудовская Аравия и др.) реализованных проектов.

Ресурсоёмкие вычисления в Prime (Прайм)

При разработке программного обеспечения используется опыт и технологии компании «Яндекс» по обработке и хранению больших массивов данных, а также, в перспективе — технологии машинного обучения. Одним из основных преимуществ пакета является возможность его использования на стандартном современном оборудовании Яндекса, что позволяет при необходимости подключаться к эффективному высокопроизводительному вычислительному ресурсу. Дата-центры расположены на территории РФ.

Перспективы развития

Система Prime постоянно развивается. Кроме тех программ, которые входят в работающую и распространяемую версию системы, всегда существует немалый задел программ и алгоритмов, находящихся в разработке. Мы расширяем класс моделей сред, сохраняя при этом принципы верифицируемости результатов. Планируем

развиваться в направлении разработки процедур, все более приближающихся к интерпретационному этапу анализа данных. Поэтому нам особенно важно взаимодействовать с коллегами, занимающимися разработкой интерпретационных систем и непосредственно интерпретацией.

Важно также развитие системы в плане ее большей открытости, чтобы она могла аккумулировать в себе достижения ведущих отечественных разработчиков в области обработки и интерпретации геофизической информации. У нас есть опыт такого взаимодействия, но его, несомненно, нужно расширять.

Итоги

Отечественная система Prime представляет собой полнофункциональную современную систему обработки 2D/3D/3C сейсмических данных.

Выводы

Система Prime представляет собой полнофункциональную современную систему обработки сейсмических данных. Развитие системы связано с более тесной консолидацией с интерпретационными комплексами и другими отечественными разработками в

области материального обеспечения обработки и интерпретации геолого-геофизических данных.

Список используемой литературы

1. Глоговский В.М. Прикладная теория определения скоростных и глубинных параметров среды по данным сейсморазведки МОВ. Автореферат диссертации на соискание уч.ст. доктора физ.-мат. наук. М.: 1989. 33 с.
2. Фиников Д.Б. Симметризирующие фильтры // Технологии сейсморазведки. 2007. № 1. С. 26–36.
3. Полубояринов М.А., Фиников Д.Б. Предсказывающая деконволюция в задаче коррекции нестационарных сейсмических записей // Технологии сейсморазведки. 2006. № 1. С. 24–32.
4. Давлетханов Р.Т., Лангман С.Л., Силаенков О.А. Кинематико-динамическое преобразование в задаче коррекции статических поправок. Тезисы докладов конференции «Новые геотехнологии для старых провинций». Тюмень: 2013.
5. Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Трансформация волновых полей: миграция, погружение, моделирование. Тезисы докладов конференции «Новые геотехнологии для старых провинций». Тюмень: 2013.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Prime – a system for interpretative 2D/3D/3C seismic data processing

UDC 550.3

Authors:

Oleg A. Silaenkov — chief geophysicist¹; o.silaenkov@yandex-terra.ru

Ivan I. Kuznetsov — head of seismic data processing department¹; i.kouznetsov@yandex-terra.ru

Sergey L. Langman — ph.d, chief software developer¹; s.langman@yandex-terra.ru

Dmitry E. Mosyakov — general director¹; d.mosyakov@yandex-terra.ru

Dmitry B. Finikov — ph.d, head of R&D Department¹; d.finikov@yandex-terra.ru

¹Seismotech Ltd (Yandex.Terra), Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper describes the system of interpretative processing Prime. The article contains the description of the concept, architecture, capabilities of the system, its features and benefits. There are examples of the processing system tools and experience of its usage in the variety of areas for different tasks in complicated seismological conditions. The further development steps are outlined.

Materials and methods

The paper describes the hardware-software complex based on modern distributed computing resources.

Results

Domestic Prime is a complete modern system for 2D/3D/3C seismic data processing.

Conclusions

Prime system is a complete modern system for seismic data processing.

System development is associated with the greater consolidation with interpretation complexes and other domestic developments in the field of software for geological and geophysical data processing and interpretation.

Keywords

system for seismic data processing, depth-velocity model, direct and inverse problems, depth migration, upper part heterogeneity, multiples

References

1. Glogovskiy V.M. *Prikladnaya teoriya opredeleniya skorostnykh i glubinnnykh parametrov sredy po dannym seismorazvedki MOV* [Applied theory of velocity and depth parameters determination with the usage of reflection seismic acquisition data]. Author's abstract of doctoral thesis for the degree of Physical-Mat. Sciences, 1989, 33 p.
2. Finikov D.B. *Simmetrizuyushchie filtry* [Balancing filters]. Seismic Technology, 2007, issue 1, pp. 26–36.
3. Poluboyarinov M.A., Finikov D.B. *Predskazyvayushchaya dekonvolutsiya v zadache korrektsii nestatsionarnykh seismicheskikh zapisei* [Predictive deconvolution in the task of non-stationary seismic records correction]. Seismic Technology, 2006, issue 1, pp. 24–32.
4. Davletkhanov R.T., Langman S.L., Shilenkov O.A. *Kinematiko-dinamicheskoye preobrazovanie v zadache korrektsii staticheskikh popravok* [Kinematic-dynamic transformation in the task of static corrections]. Thesis from the conference "New geotechnology for the old provinces". Tyumen: 2013.
5. Finikov D.B., Shalashnikov A.V. *Transformatsiya volnovykh polei: migratsiya, pogrujenie, modelirovanie* [Transformation of wave fields: migration, datuming, simulation]. Thesis from the conference "New geotechnology for the old provinces". Tyumen: 2013.

Совершенствование методики прогнозирования геологических показателей методом высокоразрешающей сейсмики

В.Л. Трофимов

к.г.-м.н., генеральный директор¹
trofimvl@gmail.com

Ф.Ф. Хазиев

заместитель генерального директора¹
hrgseo@mail.ru

С.А. Школьник

главный специалист по геологии и новым проектам²
s.shkolnik@nobeloil.ru

¹ООО «ВРС Гео Технологии», Москва, Россия

²ООО «Нобель Ойл» (КО), Москва, Россия

Обосновывается необходимость совершенствования основных этапов методики прогнозирования различных геологических показателей с использованием сейсмических данных высокого разрешения. Использование специального графа обработки сейсмических данных обеспечивает сохранение неискаженной динамики сейсмической записи. Акустическая модель реальной среды восстанавливается с шагом квантования сейсмической записи по времени в виде 2D-разрезов или 3D-кубов эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) и эффективных акустических жесткостей (АЖ).

Материалы и методы

ГИС, МОГТ-ЗД, Технологии ВРС Гео.

Ключевые слова

прогнозирование различных геологических показателей, специальный граф обработки сейсмических данных, эффективные коэффициенты отражения, эффективные акустические жесткости

Введение

1. Поиски и разведка месторождений нефти и газа с каждым годом усложняются вследствие того, что потенциальные нефтеперспективные объекты, которые представляют интерес для исследований, оказываются всё меньших размеров (более крупные и средние нефтегазовые залежи при этом либо выявлены, либо уже эксплуатируются). Работы по поискам и разведке относительно мелких нефтеперспективных объектов с использованием геофизических методов (в первую очередь сейсмических методов исследований) должны обеспечивать исключительно высокую точность исследований. При таких исследованиях должна быть обеспечена максимально возможная разрешающая способность сейсмических данных, позволяющая восстанавливать акустическую модель геологического разреза, сопоставимую с результатами бурения и ГИС. Также должна быть обеспечена возможность извлечения из сейсмических данных максимально возможного количества геологической информации об изучаемом разрезе, т.е. возможность прогнозирования литологического состава, коллекторских свойств, характера и степени флюидонасыщения пород-коллекторов. Указанные подходы к таким исследованиям (в том числе включающим процессы «специальной» обработки и детальной комплексной интерпретации сейсмических данных) имеют непосредственное отношение к вопросам сокращения объемов непродуктивного бурения поисковых и разведочных скважин на конкретно изучаемых объектах, а также увеличения активной доли в структуре запасов и стабилизации добычи углеводородного сырья.

2. Известно, что традиционные подходы к обработке и интерпретации сейсмических данных обеспечивают с той или иной степенью вероятности объективный прогноз в основном ловушек структурного типа. В более сложных ситуациях стратегия поиска ловушек имеет существенные или принципиальные ограничения, в связи с чем прогнозирование неструктурных объектов в рамках известных пакетов программ и технологий остается до конца нерешенной проблемой. Кроме того на сегодняшний день имеется не много способов сейсмических исследований, которые были бы хорошо физически обоснованы с точки зрения корректного решения задачи прогноза наиболее важных для поисков и промышленной разведки геолого-геофизических параметров, таких как литологический состав, коллекторские свойства и нефтегазоводонасыщенность отложений реальной тонкослоистой среды. Менее всего традиционные способы сейсмических исследований (прежде всего

обработка и геологическая интерпретация сейсмических данных) отвечают критериям, используемым в высокоразрешающей сейсморазведке: сохранения восстанавливаемой динамики сейсмической записи; разделения сейсмической информации об источнике и о реальной среде; разрешенности в рамках предельных модификаций сейсморазведки; адекватности масштабов измерений данных сейсмики и ГИС; физической обусловленности используемых геолого-геофизических параметров.

3. Проблемы нефтегазовой геологии (включающие в себя довольно сложные вопросы прогноза различных геологических показателей) с использованием традиционных методов волновой сейсморазведки, как известно, либо не решаются совсем, либо решаются с большой степенью неопределенности. С одной стороны, без учета вклада элементарных границ и толщ в интерференционное волновое поле, а также в различные динамические параметры отраженных волн (изучаемых только на основе элементов структуры волнового поля) весьма сложно адекватно интерпретировать акустические неоднородности разреза. При этом особенно сложно точно определить место отображения конкретных целевых интервалов на трассах сейсмической записи (в которых так или иначе сосредоточена максимально возможная информация (вклад) от целевых объектов) [Трофимов и др., 2012; Хазиев и др., 2011].

В настоящей статье остановимся на основных элементах процесса прогнозирования геологических показателей, извлекаемых из сейсмических данных высокого разрешения. Как известно, в этом заложены основные резервы совершенствования прогноза геолого-геофизических параметров по данным сейсморазведки в целом. Кратко остановимся на основных элементах извлечения геологической информации из сейсмических и скважинных данных в виде некоторой последовательности процесса их обработки и автоматизированной комплексной интерпретации.

Обработка и автоматизированная интерпретация данных ГИС

Методика автоматизированной обработки и интерпретации данных ГИС в качестве одной из интерпретирующих систем, включенной в разработанную технологию высокоразрешающей сейсмики, авторами широко используется при решении задачи прогнозирования геологических показателей и обнаружения нефтеперспективных объектов [Трофимов и др., 2007].

Отличительной особенностью указанной методики, как известно, является реализованный в ней способ функциональных преобразований геофизических параметров путем интеграции их в информационные

системы [Залаяев Н.З., 1990]. Этим способом, помимо непрерывности обработки и анализа данных, обеспечивается количественная взаимосвязка всех геофизических параметров на основе их непосредственных связей. Физической предпосылкой решения таких задач является различная чувствительность у различных геофизических параметров к изменению литологических и коллекторских свойств. При нормализации показаний определенных методов в породах одного типа по литологии и природе флюида наблюдается характерное расхождение показаний для пород другого типа. Эффект конкретного свойства выявляется последовательной компенсацией мешающих факторов путём сравнительного анализа нормализованных диаграмм различных методов в определенных комбинациях.

При интеграции значительного числа методов определяется целый комплекс характеристик пород. По набору используемых параметров, расположенных в определенной системе, устанавливается вещественный состав, пористость, содержание связанной воды и полезной емкости, оценивается нефтегазонасыщение коллекторов, рассчитывается целый ряд весьма важных характеристик геологического разреза.

В качестве примера с результатами обработки данных ГИС в настоящей статье рассматривается геологический разрез, вскрытый скважинами на одной из площадей Западной Сибири (рис. 1). Из представленных рисунков видно, что скважинами вскрыты перспективные интервалы разреза

– отложения баженовской (пласт Ю₀), георгиевской, васюганской (пласты Ю₀⁰-Ю₁²), тюменской (пласты Ю₂-Ю₇₋₉) и горелой (пласты Ю₁₀) свит юрского комплекса и верхней части доюрского основания. Изучаемый разрез здесь в целом сложен преимущественно терригенными фациями, неоднородными по своему строению, представленными переслаиванием песчаников, алевролитов, глин с прослоями углей, углистого детрита.

Продуктивными (нефтенасыщенными) пластами в рассматриваемом разрезе являются проницаемые пропластки, залегающие в отложениях горизонтов Ю₂² и Ю₃ (рис. 1). Здесь на глубинах 2682–2698 м в отложениях горизонта Ю₂² открытая пористость изменяется в диапазоне $K_n \approx 10\text{--}20\%$. Содержание глинистого материала для них изменяется в пределах $S_{gl} \approx 1,5\text{--}20\%$. Нефтенасыщение начинается с глубины ≈ 2687 м. Проницаемый интервал горизонта Ю₂² характеризуются значениями коэффициента нефтенасыщенности, изменяющимися в диапазоне $K_n \approx 60\text{--}80\%$. В этих отложениях было выполнено опробование в интервале глубин 2687–2698 м, где получен приток нефти с дебитом $8,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ с притоком газа $0,134 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. Фильтрационно-емкостные показатели представлены на графиках $k_{пр}$ (абсолютной проницаемости), $k_{прв}$ (фазовой проницаемости по воде) и $k_{прн}$ (фазовой проницаемости по нефти) и отображены в виде соответствующих кривых $k_{пр}$, $k_{прв}$ и $k_{прн}$. Наибольшие значения этих кривых приурочены к отложениям, залегающим именно в пласте Ю₂². Для этого проницаемого пропластка фильтрационно-емкостные

показатели характеризуются значениями: абсолютной проницаемости (график $k_{пр}$) $k_{пр} \approx 0,67\text{--}12,58 \text{ мД}$, относительной по воде проницаемости (график $k_{прв}$) $k_{прв} \approx 0,05\text{--}0,79 \text{ мД}$ и относительной по нефти проницаемости (график $k_{прн}$) $k_{прн} \approx 0,04\text{--}0,77 \text{ мД}$ (рис. 1).

Примерно аналогичная картина по значениям геологических показателей наблюдается и в отложениях пласта Ю₃, залегающих в нижней половине разреза рассматриваемого горизонта (в интервале глубин 2722,5–2732,5 м).

Интерпретация данных высокоразрешающей сейсмики

Разработанные технология ВРС-Гео и специальный граф обработки материалов сейсмических наблюдений, как представляется, является принципиально новым инструментом для получения весьма важной для поисков и промышленной разведки совокупности геолого-геофизических показателей [Хазиев и др., 2008; Трофимов и др., 2009, № 3]. Ключевым моментом технологии ВРС-Гео является решение обратной динамической задачи сейсмики методом оптимизации, за счет чего реализовано построение детальных двумерных и трехмерных сейсмогеологических моделей на основе формирования временной последовательности эффективных коэффициентов отражения и эффективных акустических жесткостей, отличающихся высоким вертикальным и горизонтальным разрешением элементов строения реальных тонкослоистых сред. Для поиска решения задачи разработана система целевых

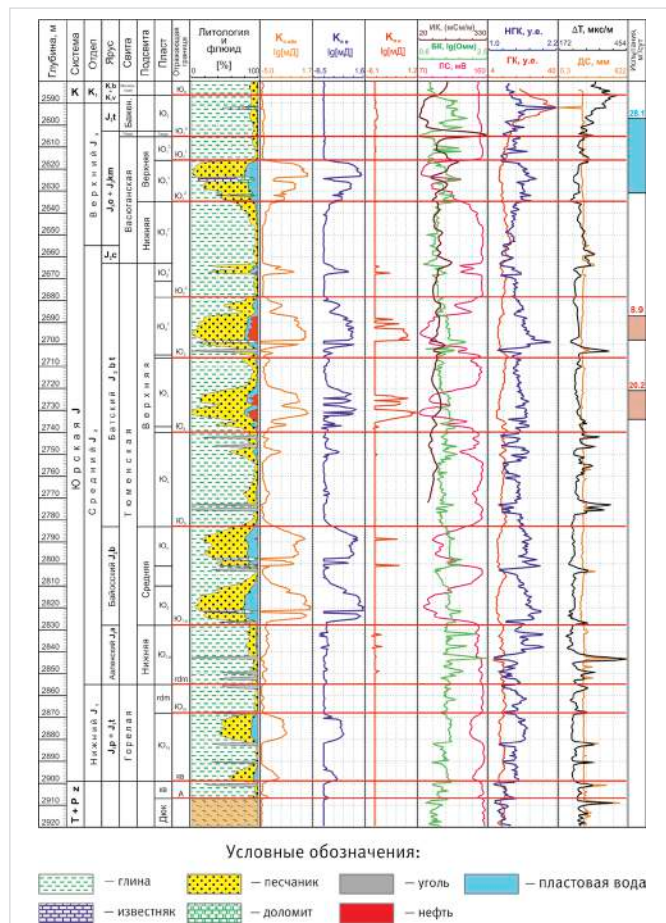


Рис. 1 — Литолого-стратиграфические колонки с распределением характера и степени флюидонасыщения пород-коллекторов в интервале залегания юрских и нижнемеловых отложений по скважине 780

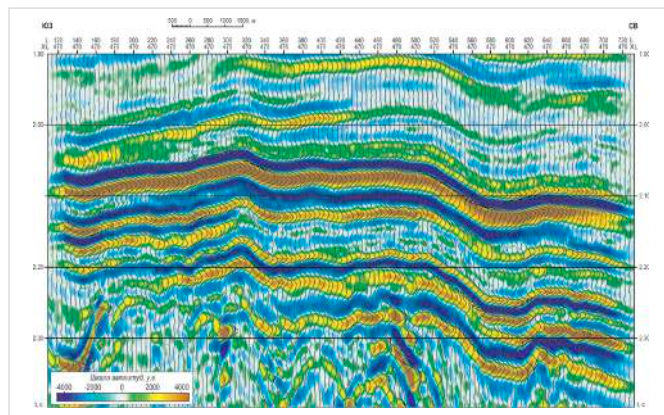


Рис. 2 — Временной разрез по линии crossline 470 в интервале залегания юрских и нижнемеловых отложений

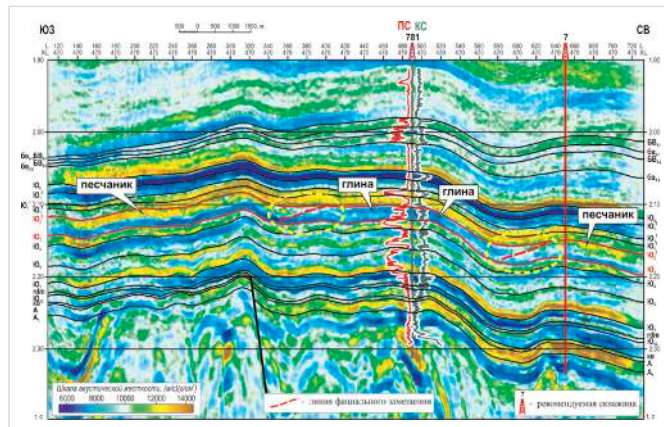


Рис. 3 — Интерпретация разреза эффективных акустических жесткостей (АЖ) по линии crossline 470 в интервале залегания юрских и нижнемеловых отложений

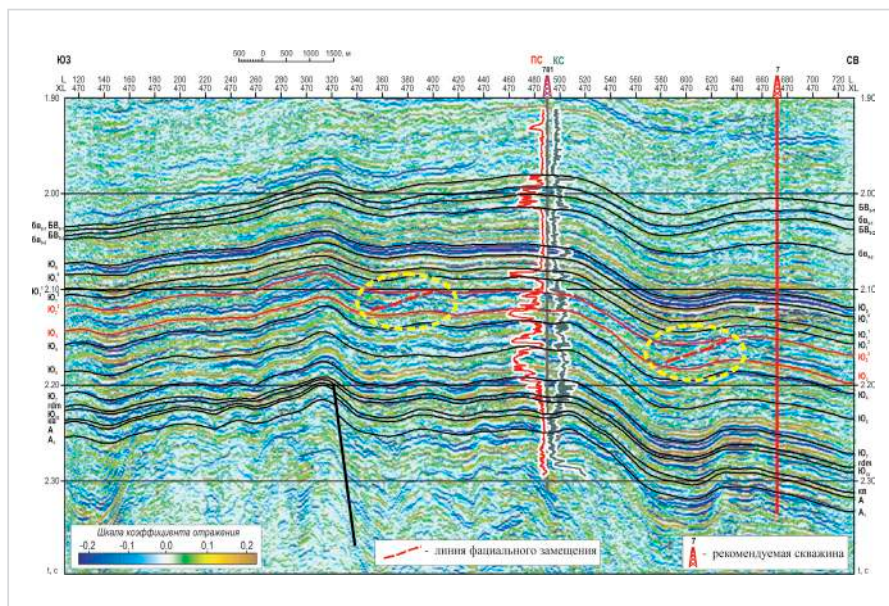
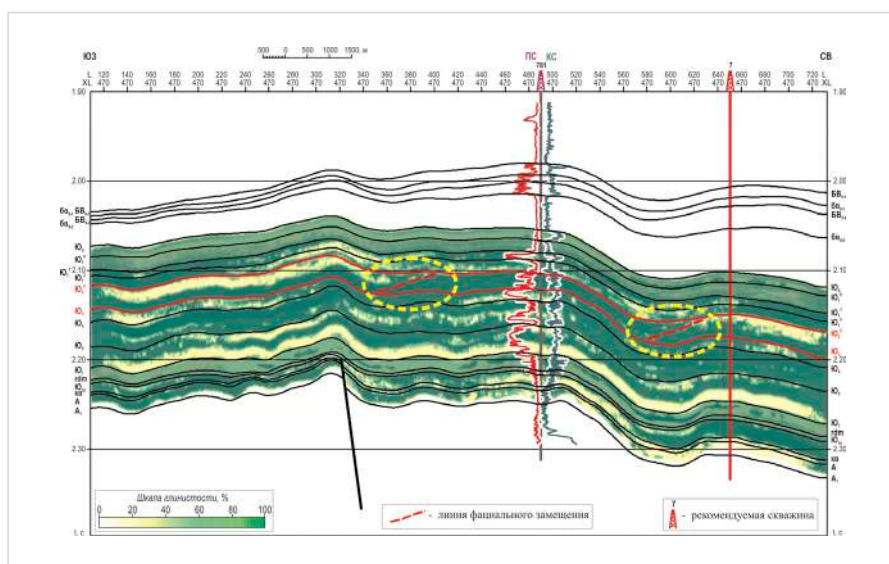
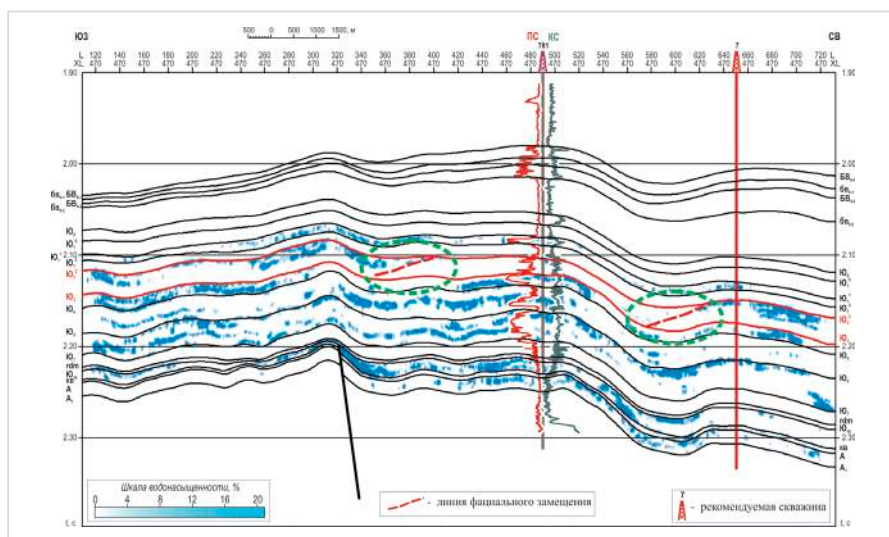


Рис. 4 — Разрез эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) по линии crossline 470 в интервале залегания юрских и нижнемеловых отложений



(a)



(б)

Рис. 5 — Распределение прогнозных геологических показателей в юрском комплексе и верхней части доюрского основания по линии crossline 470: а) глинистости; б) водонасыщенности

функционалов, посредством которой поэтапно, итеративно и компактно достигается детальность (разрешенность) разреза от исходной до потенциально возможной для заданной выборки наблюдений. Устойчивость и единственность модели на минимизирующих итерациях графа контролируется и сохраняется через динамически настраиваемые регуляризующие параметры. При этом практическая вертикальная разрешенность изучения разреза для терригенных разрезов составляет 3–4,5 м, для карбонатных — 5,5–6,5 м (при шаге квантования сейсмической записи по времени, равном $\Delta t = 2$ мс, и скоростях распространения упругих волн, равных соответственно 3000–4500 м/с в терригенном и 5500–6500 м/с в карбонатном разрезах).

Основной целью предварительной обработки сейсмических данных по «специальному» графу является получение сейсмозаписей, пригодных для численного решения обратной динамической задачи сейсмике («процедуры сейсмической инверсии»). Первой отличительной особенностью применяемой разработанной технологической схемы обработки от известных стандартных схем является исключение из процесса начального этапа обработки процедур, искажающих динамику сейсмической записи, делающих ее не восстанавливаемой по отношению к тонкослоистым акустическим неоднородностям реальной среды. Второй отличительной особенностью технологической схемы обработки является включение в ее состав «процедуры сейсмической инверсии» восстанавливающей модель тонкослоистой реальной геологической среды. Такая процедура повсеместно используется как для обработки исходных сейсмограмм, так и окончательных мигрированных разрезов и кубов сейсмических записей.

Для примера на рис. 2 изображен исходный временной разрез ОГТ по одному из профилей (извлеченному из временного 3D-куба сейсмических записей, отработанного в зоне расположения скважин 780 и 781), полученному после предварительной обработки данных по специальному графу [Трофимов и др., 2009, № 3].

В результате решения обратной динамической задачи для исследуемого комплекса меловых, юрских отложений и доюрских образований построены 3D-кубы эффективных акустических жесткостей (АЖ) и эффективных коэффициентов отражения (ЭКО). Разрез АЖ приведен на рис. 3, разрез ЭКО на рис. 4. На этих разрезах фиксируется геометрия слоистости практически по всем пластам и пропласткам изучаемого разреза с точностью шага квантования сейсмической записи по времени ($\Delta t = 1$ мс).

Отметим одну важную особенность тонкослоистой модели среды, проявляющуюся на разрезе АЖ для продуктивных горизонтов Ю_2^2 и Ю_3 (рис. 3). Здесь повышенные значения АЖ (коричневая и светлокоричневая политры) характеризуют наибольшее опасение разреза в отложениях пласта Ю_2^2 — вдоль разреза происходит литолого-фациальное замещение песчаного разреза глинами (на разрезе повышенная глинизация разреза — это пониженные значения АЖ (синяя и темносиня политра)). Местоположение участков разреза, с которыми связано замещение осадков (от печаных фаций к

глинистым и наоборот) на рис. 3 показаны красными пунктирными линиями. На разрезе эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) переходы, связанные с фациальными замещениями отложений, в пласте Ю₂² также уверенно прослеживаются практически на тех же участках разреза (рис. 4).

В отложениях пласта Ю₃ (в отличие от пласта Ю₂²) чередование повышенных и пониженных значений АЖ происходит существенно по-иному. Здесь в интервале вскрытия разреза скважиной 781 уверенно проявляется песчаная часть геологического разреза, характеризующаяся существенно пониженными значениями $\alpha_{\text{ПС}}$ на кривой ПС и несколько относительно повышенными значениями кажущегося сопротивления (КС) разреза на кривой бокового каротажа (БК). Кроме того, видно, что чередование повышенных и пониженных значений АЖ в отложениях пласта Ю₃ происходит в разрезе (по латерали) довольно неравномерно (рис. 3). В разрезе ЭКО (рис. 4) для отложений пласта Ю₃ особенности геологического строения, связанные с опесчаниванием и глинизацией разреза также проявляются по-разному (при этом внутренняя структура пласта Ю₃, проявляющаяся в особенностях прослеживания значений ЭКО, значительно видоизменяется).

Прогнозирование геологических показателей по сейсмическим разрезам

На основе использования сейсмических данных высокого разрешения, каковыми являются разрезы 2D или 3D кубы эффективных коэффициентов отражения и

эффективных акустических жесткостей авторами разработаны специальные системы петрофизических уравнений и алгоритмы для определения литологического состава и характера флюидонасыщения пород-коллекторов [Хазиев и др., 2007].

В качестве одного из результатов прогноза геологических показателей по линии профиля, который уже рассмотрен выше, на рис. 5, а-б даются результаты потрассных прогнозных значений глинистости и водонасыщенности (пластовой воды) в отложениях юрского комплекса. При этом в наибольшей степени довольно значительная глинизация разреза проявляется в образованиях, которые непосредственно переслаиваются с продуктивными пластами (рис. 5а). Среди всего спектра переслаивающихся пластов наибольшая глинизация отмечается в пластах, обладающих как относительно хорошими экранирующими для флюидов свойствами (как, например, горизонты Б(Ю₀), Ю₁¹), так и в пластах, являющихся продуктивными и перспективными (в первую очередь для отложений горизонтов Ю₂², Ю₃, Ю₁¹ и Ю₀). Содержание глинистого материала в целом по разрезу колеблется в довольно широких пределах 20–95%. Глинизация для первых из указанных интервалов разреза по латеральному направлению более или менее выдержана по профилю, а для вторых – она характеризуется значительной изменчивостью (в целом глинизация разреза в пластах Ю₂², Ю₃, Ю₁¹, Ю₀ и др. существенно ниже). Последний из интервалов разреза, как известно, характеризуется повышенным содержанием песчано-алевритового материала.

Песчаность разреза (как характеристика обратная глинистости для терригенного разреза), в свою очередь, как известно, обуславливает размещение зон развития коллекторов в соответствующих обстановках седиментации. Наибольшей песчаностью характеризуются отложения продуктивных и перспективных горизонтов юры (прежде всего отложения тюменской свиты), для которых содержание песчаного материала достигает максимальных значений 80–95%. Помимо этого, интервалы разреза продуктивных и потенциально продуктивных отложений со сравнительно хорошими коллекторскими свойствами заполнены флюидами. В частности, такое заполнение может выполнено пластовой водой, как это показано на рис. 5б, а может пластовой водой и углеводородами – нефтью+газом. Из этих же материалов видно, что развитие коллектора (в том числе его геометрия) по фрагменту рассматриваемого профиля оказывается достаточно сложным, не сплошным, зональным, линзовидным.

Резюмируя полученные результаты по одному из рассмотренных сейсмических профилей, необходимо отметить следующее: а) на сейсмических данных высокого разрешения по значениям эффективных акустических жесткостей (АЖ) и эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) в плоскости разреза довольно уверенно прослеживается неоднородность строения исследуемых отложений;

б) повышенные и пониженные значения АЖ несут важную информацию как о распределении в тонкослоистом терригенном разрезе песчаности и глинистости,

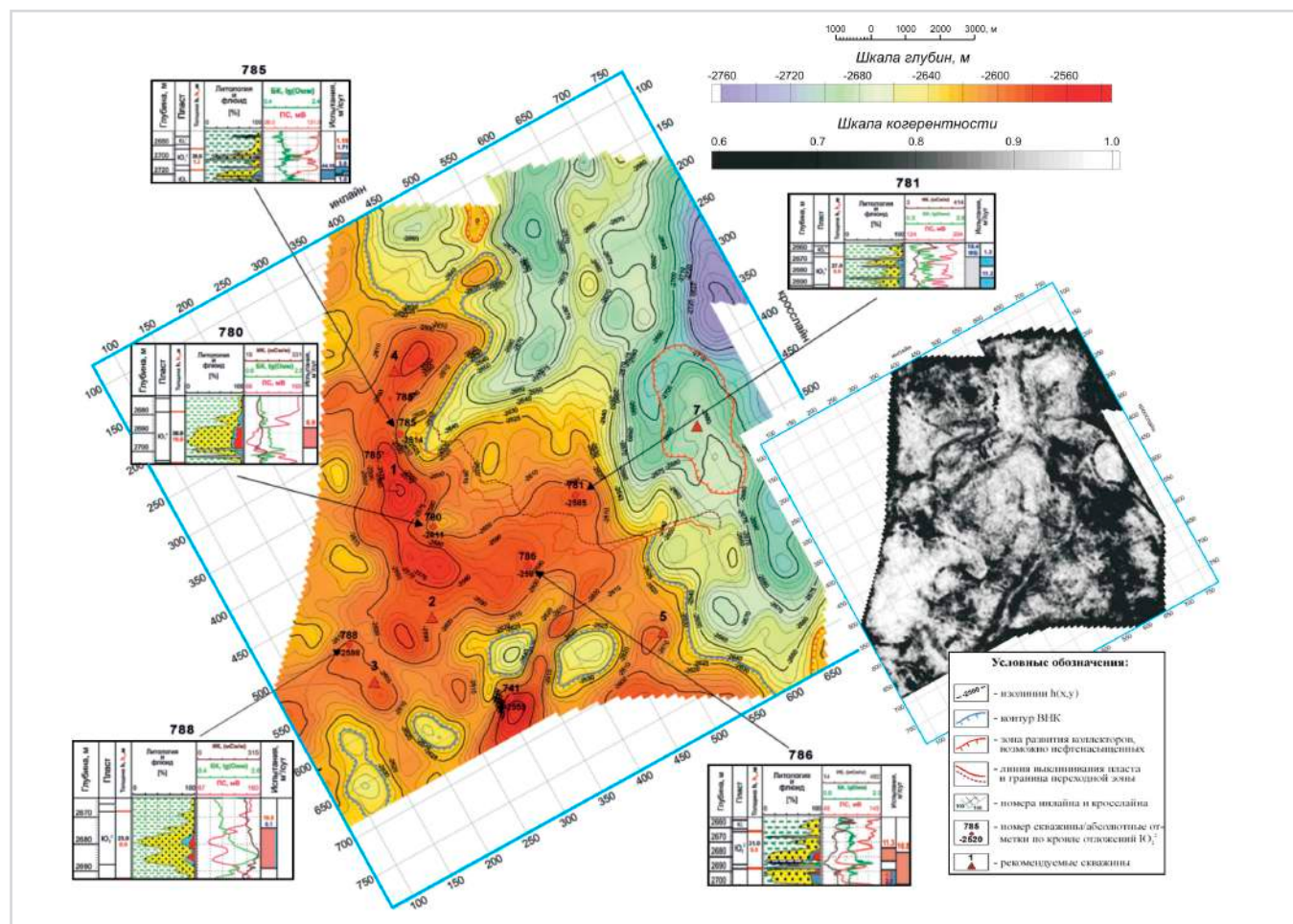


Рис. 6 — Структурная карта по кровле продуктивного пласта тюменской свиты — горизонта Ю₂²

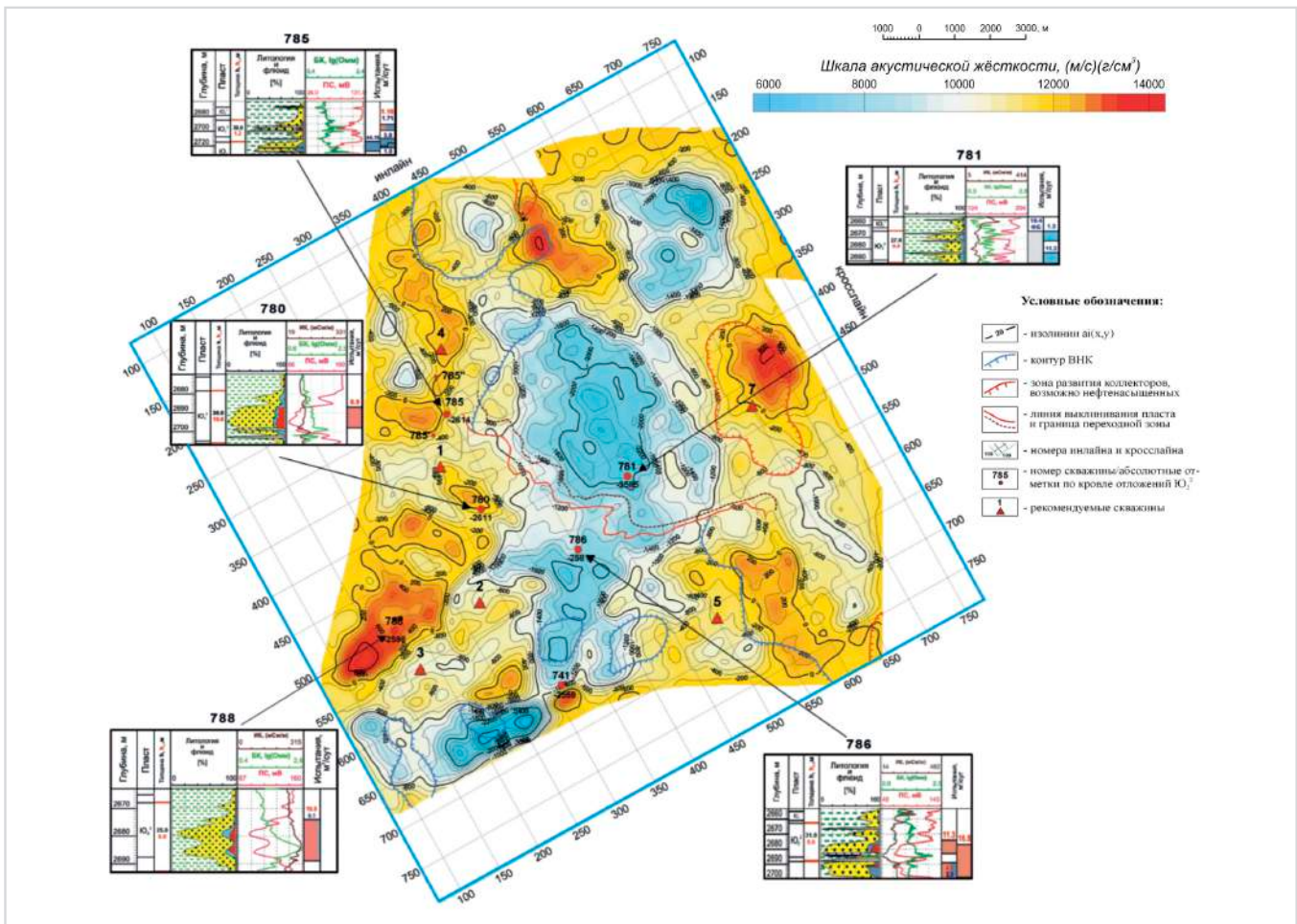


Рис. 7 — Карта распределения средних значений эффективных акустических жёсткостей горизонта Ю₂² (тюменская свита)

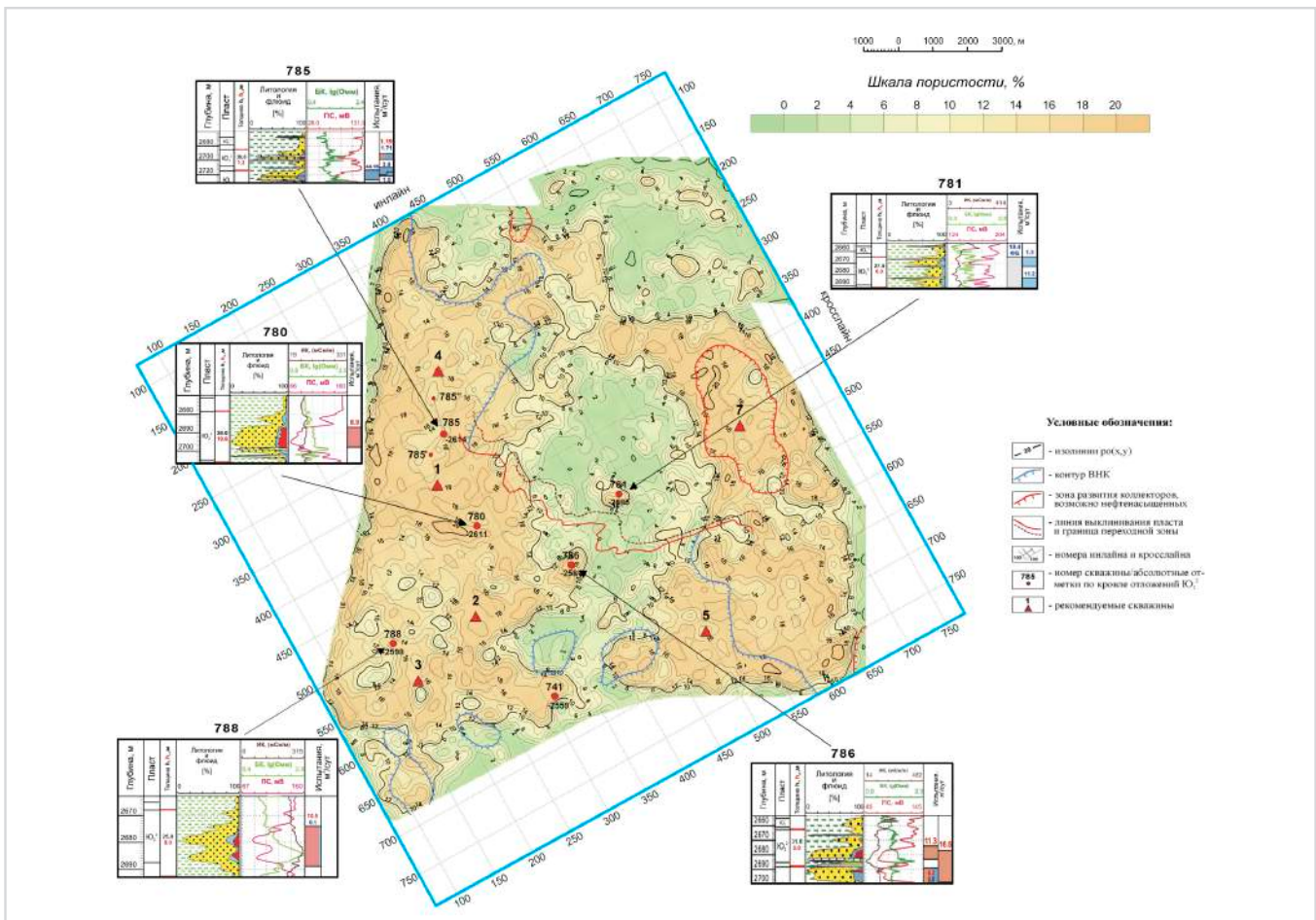


Рис. 8 — Карта распределения средних значений пористости горизонта Ю₂₂ (тюменская свита)

- так и о характере флюидонасыщения пород-коллекторов продуктивных и перспективных пластов юрского комплекса;
- в) для целого ряда продуктивных горизонтов и пластов выявлены нефтегазонасыщенные интервалы, которые в большей или меньшей степени подтверждены данными бурения скважин;
- г) комплексный анализ полученных результатов существенно дополняет традиционную сейсмическую информацию наиболее важными для нефтяной геологии геологическими показателями [Трофимов и др., 2009, № 4].

Результаты структурных построений и прогноза в отложениях горизонта Ю₂²

Для рассмотрения структурных построений остановимся на горизонте, непосредственно связанным с кровлей продуктивного пласта Ю₂². При этом тектоническое строение по этому горизонту (в составе тюменской свиты батского возраста) в виде структурной карты отображено на рис. 6. По этому результату можно в первом приближении судить о строении потенциальных резервуаров в отложениях верхней части батского яруса юрской системы.

В целом для рассматриваемых отложений (как и для аналогичных отложений на значительной территории нефтегазоносного района) характерно наличие аллювиальных циклов различного ранга, которые обычно начинаются отложениями крупнозернистых песчаников (или гравелитов), постепенно переходящих в средне-мелкозернистые алевритистые песчаники, затем в глинистые алевриты, алевритистые глины и, наконец, в углистые глины и угли. Подошва нового цикла, как правило, с разрывом залегает на пакке углистых глин или углей.

Основные структурные элементы, характеризующие тектоническое строение рассматриваемой структурной зоны, показывают, что наиболее крупные по линейным размерам зоны распространения отложений горизонта Ю₂² расположены в пределах центральной, южной и частично западной частей площади работ. Причем на отдельных участках распространения отложений горизонта Ю₂² наблюдаются наиболее приподнятые структуры. Восточная и северо-восточная части этих отложений испытывают интенсивное погружение.

На карте когерентности куба амплитуд волнового поля вдоль палеоизохронной поверхности горизонта Ю₂² (рис. 6) отмечается значительная нерегулярность сейсмической записи, выражающаяся в виде фонового затемнения повышенной интенсивности. Намечаются определенные границы затемнения динамики записи, приуроченные к границам распространения аллювиальных циклов различного ранга (это отложения крупнозернистых песчаников (или гравелитов), переходящих в средне-мелкозернистые алевритистые песчаники, в глинистые алевриты, алевритистые глины и в углистые глины и угли).

Из результатов площадного прогнозирования представим построения геологических показателей для отложений верхней части тюменской свиты — горизонта Ю₂². Это распределения значений эффективных акустических жесткостей (рис. 7) и пористости (рис. 8).

На карте распределения средних значений эффективных акустических жесткостей (АЖ) в отложениях горизонта Ю₂² отчетливо видно, что для значительной части площади характерным является неравномерное, мозаичное распределение этого параметра по площади (рис. 7). Отдельные, сравнительно крупные по линейным размерам аномалии повышенных значений АЖ приурочены к западной, юго-западной, частично восточной, юго-восточной и северной частям рассматриваемой площади исследований. На центральном, частично южном, северном и северо-восточном участках площади фиксируются довольно обширные области с относительно пониженными значениями АЖ. Нанесенные контуры нефтенасыщенности на карту распределения значений эффективных акустических жесткостей располагаются на участках повышенных значений эффективных акустических жесткостей горизонта Ю₂².

Чаще всего нефтенасыщение приурочено к пластам-коллекторам, имеющим среднее значение пористости, изменяющееся в диапазоне 10–18%. В зонах, где отсутствуют контуры нефтенасыщенности, прогнозные средние значения пористости не превышают 6–10%.

Оценка перспективных объектов для дальнейшего опоскования

В процессе последующего разбуривания выявленных нефтеперспективных объектов (в первую очередь пластов-коллекторов в отложениях горизонтов Ю₂² и Ю₃) была

выявлена значительная сложность геологического строения целевых отложений, в первую очередь, в отношении распределения по площади коллекторских свойств и характера насыщения в отложениях пласта Ю₂². Для дальнейшего более глубокого исследования внутренней структуры каждого из продуктивных горизонтов необходимо перейти к покомпонентному изучению особенностей геологического строения целевых объектов.

Кроме того из всего объема перспективных объектов структурного типа выбирались наиболее значимые, отвечающие главным образом двум критериям. Во-первых, объекты должны быть менее всего разрушенными интенсивным проявлением тектогенеза. Во-вторых, для таких объектов необходимо было найти на результатах восстановления сейсмической записи — на разрезах эффективных акустических жесткостей (АЖ) и эффективных коэффициентов отражения (ЭКО) характерные диагностические признаки в пределах установленных антиклинальных поднятий в виде более или менее адекватного отображения возможных водонефтяных контактов (ВНК) (рис. 9). Здесь появляется возможность уточнения контуров нефтенасыщения, линий замещения различных фаций, а также поиска различных тонких признаков динамики сейсмического волнового поля, объясняющего различие в уровнях водонефтяного контакта (ВНК) на разных структурах. Так, на фрагменте разреза ЭКО по линии А-А (inline 392) в отложениях пласта Ю₃ довольно уверенно фиксируется ВНК на том уровне, который практически совпадает с абсолютной отметкой (а.о.) — 2642 м (рис. 9). По этому уровню уверенно выделяется внешний контур нефтенасыщенности. Несколько южнее указанного выше направления в отложениях пласта Ю₃ по направлению линии Е-Е (crossline 535-534) ВНК также уверенно фиксируется (рис. 9). Этот уровень здесь также соответствует абсолютной отметке (а.о.) — 2642 м.

При этом одна из скважин (785) на исследуемом поисковом участке оказалась расположенной вблизи контуров нефтегазонасыщенности, что подтверждается уровнями ВНК по пластам Ю₂² и Ю₃ (рис. 10). В связи с этим для вскрытия выявленных объектов в нефтенасыщенных контурах пластов Ю₂² и Ю₃ представляется оптимальным, используя ствол этой скважины, выполнить его отклонение в двух направлениях от ее устья: юго-западном и

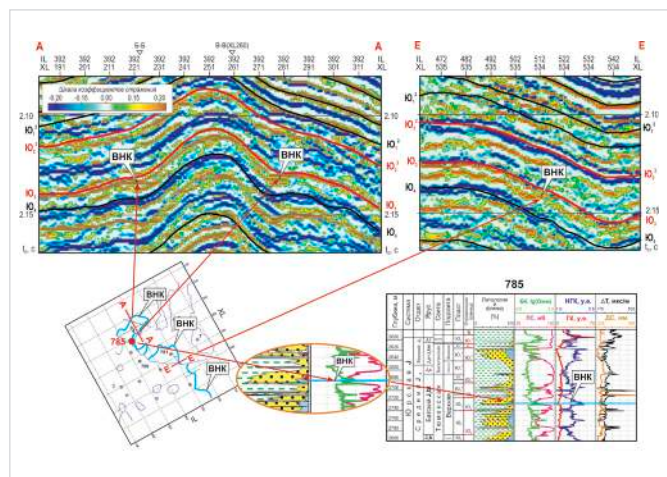


Рис. 9 — Фрагменты разрезов эффективных коэффициентов отражения в отложениях горизонтов Ю₂², Ю₃ (тюменская свита) по линиям: а) А-А; б) Е-Е

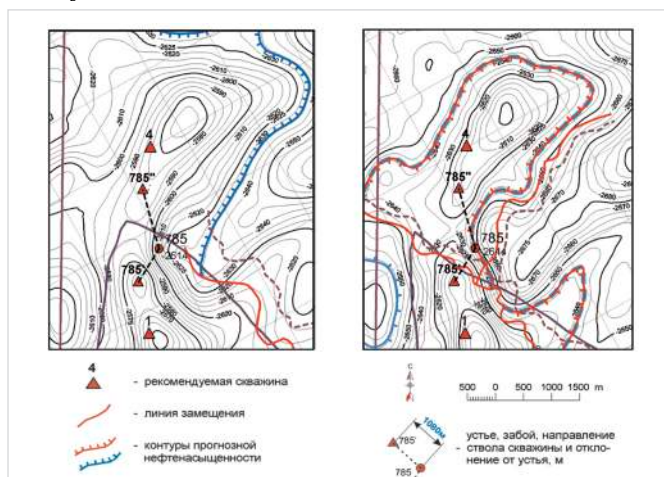


Рис. 10 — Схема отклонения ствола скважины 785 для вскрытия продуктивных пластов-коллекторов горизонтов Ю₂², Ю₃ (тюменская свита)

северо-западном, как это показано на рис. 10.

Таким образом, в процессе выполненных исследований наметились следующие пути совершенствования методики прогнозирования геологических показателей на основе использования данных метода высокоразрешающей сейсмики:

1. В условиях тонкослоистого геологического разреза реальной среды необходимо прежде всего выполнить комплексное определение состава и свойств пород нефтеперспективных толщ по данным ГИС в скважинах;
2. При интерпретации сейсмических данных, когда приходится иметь дело с интерференционными сейсмическими записями целесообразно иметь способ исключения эффекта интерференции сейсмических волн на основе численного решения обратной динамической задачи сейсмики, позволяющего разделить информацию, содержащуюся в сейсмической записи на две: информацию об источнике возбуждения упругих колебаний и информацию о реальной геологической среде;
3. С целью повышения эффективности прогноза акустических неоднородностей, а также состава и свойств геологического разреза необходима оценка различных геологических показателей,

обеспечивающих получение разнообразной геологической информации об изучаемых нефтеперспективных объектах.

Итоги

Изучена детальная внутренняя структура нефтеперспективных объектов на основе численного решения обратной динамической задачи сейсмики, реализованной в разработанной технологии высокоразрешающей сейсмики ВРС-Гео.

Выводы

Приводятся примеры выявления нефтеперспективных объектов со сложным геологическим строением, так или иначе связанным со значительной литофациальной изменчивостью.

Список используемой литературы

1. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф., Милашин В.А. Динамические характеристики отраженных волн с учетом вклада элементарных границ и толщ // Технологии сейсморазведки. 2012. № 2. С. 12–24.
2. Хазиев Ф.Ф., Трофимов В.Л., Милашин В.А. Оценка вклада элементарных границ и толщ в сейсмическое волновое поле для многослойных поглощающих сред // Технологии сейсморазведки. 2011. № 2. С. 86–96.

3. Залаяев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. Минск: Университетское, 1990. 144 с.

4. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф., Милашин В.А., Качкин А.А., Тимонин А.Б., Мальцев Г.А. Автоматизированная обработка и интерпретация данных ГИС для обнаружения нефтеперспективных объектов методами высокоразрешающей сейсмики // Технологии сейсморазведки. 2007. № 2. С. 54–66.
5. Хазиев Ф.Ф., Трофимов В.Л., Милашин В.А. Определение геолого-геофизических параметров реальной среды методом высокоразрешающей сейсмики // Технологии сейсморазведки. 2008. № 2. С. 25–30.
6. Трофимов В.Л., Милашин В.А., Хазиев Ф.Ф., Черников Д.И., Качкин А.А., Тимонин А.Б. Специальная обработка и интерпретация данных сейсмических наблюдений в сложных геологических условиях методом высокоразрешающей сейсмики // Технологии сейсморазведки. 2009. № 3. С. 36–50.
7. Трофимов В.Л., Милашин В.А., Хазиев Ф.Ф., Черников Д.И., Качкин А.А., Тимонин А.Б. Прогнозирование геологических показателей по сейсмическим данным высокого разрешения // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 49–60.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Improvement of methods for geological indicators predicting by the high-resolution seismic method

UDC 550.3

Authors:

Vladimir L. Trofimov — ph.d, general director¹; trofimvl@gmail.com

Fanil' F. Khaziev — deputy general director¹; hrgsgeo@mail.ru

Svetlana A. Shkol'nik — chief specialist of geology and and new projects²; s.shkolnik@nobeloil.ru

¹HRS Geo Technology, Moscow, Russian Federation

²Nobel Oil (KO) LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The necessity for improvement of the basic stages of different geological features predicting methods using the high-resolution seismic data is substantiated. Using special seismic data processing graph ensures undistorted dynamics of the seismic records. Acoustic model of the real medium is restored to the seismic record quantization interval in form of 2D-sections or 3D-cubes of effective reflection coefficients (ERC) and effective

acoustic impedance (AI).

Materials and methods

GIS, MOGT-3D, HRS Geo Technology

Results

The study detailed internal structure of the oil potential objects on the basis of numerical solution of the seismic inverse dynamic problem implemented in the developed technology of high-resolution seismic

VRS-GEO is carried out.

Conclusions

The examples detecting oil prospective targets with complex geological structure related lithofacies variability are presented.

Keywords

predicting different geological features, special seismic data processing graph, effective reflection coefficients, effective acoustic impedance

References

1. Trofimov V.L., Khaziev F.F., Milashin V.A. *Dinamicheskie kharakteristiki otrazhennykh voln s ucheto vklada elementarnykh granits i tolshch* [The dynamic characteristics of the reflected waves, taking into account the contribution of the elementary boundaries and sequences]. *Seismic technology*, 2012, issue 2, pp. 12–24.
2. Khaziev F.F., Trofimov V.L., Milashin V.A. *Otsenka vklada elementarnykh granits i tolshch v seysmicheskoe volnovoe pole dlya mnogoslonykh pogloshchayushchikh sred* [Evaluation of the contribution of the elementary boundaries and strata in seismic wave field for multilayer absorbing media]. *Seismic technology*, 2011, issue 2, pp. 86–96.
3. Zalyaev N.Z. *Metodika avtomatizirovannoy interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* [The technique of automated interpretation of geophysical well]. Minsk: University, 1990, 144 p.
4. Trofimov V.L., Khaziev F.F., Milashin V.A., Kachkin A.A., Timonin A.B., Mal'tsev G.A. *Avtomatizirovannaya obrabotka i interpretatsiya dannykh GIS dlya obnaruzheniya nefteperspektivnykh ob"ektov metodami vysokorazreshayushchey seysmiki* [Automated data processing and interpretation of GIS to detect oil-objects by means of high-resolution seismic]. *Seismic technology*, 2007, issue 2, pp. 54–66.
5. Khaziev F.F., Trofimov V.L., Milashin V.A. *Opreделение геолого-геофизических параметров реальной среды методом высокоразрешающей сейсмики* [Determination of geological and geophysical parameters of the real environment by high-resolution seismic]. *Seismic technology*, 2008, issue 2, pp. 25–30.
6. Trofimov V.L., Milashin V.A., Khaziev F.F., Chernikov D.I., Kachkin A.A., Timonin A.B. *Spetsial'naya obrabotka i interpretatsiya dannykh seysmicheskikh nablyudeniye v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh metodom vysokorazreshayushchey seysmiki* [Special processing and interpretation of seismic data in complex geological conditions by high-resolution seismic]. *Seismic technology*, 2009, issue 3, pp. 36–50.
7. Trofimov V.L., Milashin V.A., Khaziev F.F., Chernikov D.I., Kachkin A.A., Timonin A.B. *Prognostirovanie geologicheskikh pokazateley po seysmicheskim dannym vysokogo razresheniya* [Prediction of geological features on seismic data of high resolution]. *Seismic technology*, 2009, issue 4, pp. 49–60.

Способ сейсморазведки с возбуждением колебаний в воздушной или водной среде и фокусированием энергии в точках приема на границе акустической и упругой сред

А.А. Табаков

к.т.н., генеральный директор¹

¹ООО «Геоверс», Москва, Россия

Возбуждение сейсмических колебаний является наиболее затратной частью сейсморазведки. Предложено использовать возбуждения в воздухе или в воде на значительных удалениях от поверхности твердого полупространства с последующей фокусировкой энергии в любой точке поверхности твердого полупространства предпочтительно с сейсмоприемником давления для точной регистрации вступления акустических импульсов. Данные для каждого сейсмоприемника на поверхности твердого тела суммируются с опережениями, определенными в точке фокусировки, с образованием фиктивных сейсмограмм с возбуждением в точке фокусировки. Модельный эксперимент показал возможность фокусировки энергии на малом участке поверхности диаметром менее четырех метров. Предлагаемая технология должна дать значительное сокращение затрат, времени и экологические преимущества.

Материалы и методы

Математическое моделирование.

Ключевые слова

способ сейсморазведки, звуковая волна, фокусировка

1. Введение

Возбуждение упругих колебаний при сейсморазведке требует значительных затрат, особенно при необходимости строительства дорог и просек, что наносит экологический урон. В горных условиях, культурной зоне и в заповедниках отработка регулярных систем вообще невозможна. При возбуждении колебаний в воздухе на значительной высоте не возникает транспортных и экологических проблем, но из-за сильного преломления лишь незначительная часть энергии идет на формирование глубинных отражений. Предложено формировать на поверхности твердой среды локализованный импульс давления путем накопления импульсов от многих воздействий с опережениями, равными времени прихода акустической волны в точку локализации [1].

На модельном примере показано, что при возбуждении на высоте 800 м возможна концентрация энергии на площадке диаметром менее 4 м

2. Геометрия наблюдений

Для проведения сейсморазведки сейсмоприемники располагаются на всей или части исследуемой площади (рис. 1). В каждой точке приема ведется либо непрерывная регистрация с фиксацией астрономического времени, либо регистрация, синхронизированная с возбуждением. На значительной высоте в точках 6 (рис. 1) производится возбуждение звуковых колебаний любым взрывным или невзрывным источником во множестве точек так, чтобы каждый из сейсмоприемников был облучен со всех азимутов и зенитных углов. Индексом 5 обозначены пути звуковой волны из источника к приемникам, индексом 10 — лучи для предельных удалений от фиктивных источников 4. Индексом 9 обозначены диапазоны удалений от фиктивных источников 4.

3. Формирование фиктивных сейсмограмм

Фиктивные сейсмограммы могут быть сформированы в каждой точке поверхности твердого полупространства, над которым произведены возбуждения. Предпочтительно совмещать эти точки с местами расположения сейсмоприемников, где к обычным датчикам полезно добавить датчики давления с целью уточнения времени прихода звуковой волны.

4. Получение фиктивных сейсмограмм

Записи, полученные таким образом, накапливаются в соответствии с формулой 1.

$$S_n^I(w) = \sum_{m=M_1}^{M_2} S_n^m(w) \cdot e^{i w (\delta t_{m,l})}$$

где w — круговая частота;

$S_n^I(w)$ — преобразование Фурье для суммарной трассы, представляющей собой приближение к трассе в точке «п» (рис. 1, приемник (3) в пределах выбранного максимального расстояния (9) от выбранного фиктивного источника (4)) от фиктивного источника в точке $p = l$ (рис. 1, элемент 4);

$S_n^m(w)$ — преобразование Фурье от реальной сейсмической записи, зарегистрированной сейсмоприемником в точке приема «п» (рис. 1, приемник (3) в пределах выбранного максимального расстояния (9) от выбранного фиктивного источника (4)) от одного из реальных сейсмических источников (рис. 1, реальный источник (6) на расстоянии (5), меньшем или равном выбранному максимальному расстоянию (10) от выбранного фиктивного источника (4)), расположенного в точке «т» (рис. 1, реальный источник (6) на расстоянии (5), меньшем или равном выбранному максимальному расстоянию (10) от выбранного фиктивного источника (4)).

$\delta t_{m,l}$ — время пробега волны от реального источника, расположенного в точке «т» (рис. 1, реальный источник (6) на расстоянии (5), меньшем или равном выбранному максимальному расстоянию (10) от выбранного фиктивного источника (4)) до фиктивного источника, расположенного в точке l (рис. 1, элемент 4).

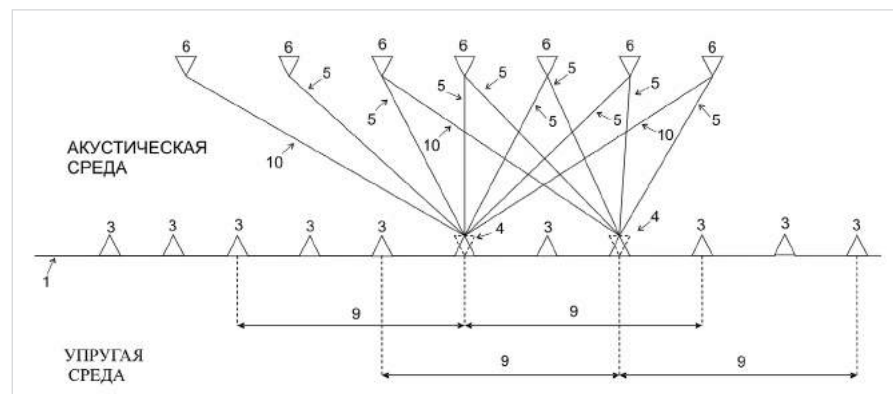


Рис. 1 — Геометрия наблюдений

M_1 — реальный источник, расположенный на левой крайней границе выборки реальных источников (рис. 1, элемент 6);

M_2 — реальный источник, расположенный на правой крайней границе выборки реальных источников (рис. 1, элемент 6).

Суммарные сейсмограммы, полученные таким образом, могут быть использованы в дальнейшей обработке как обычные.

5. Модельный эксперимент

Модельный эксперимент выполнен на схеме, изображенной на рис. 2.

Точки возбуждения располагались на удалениях до 5 км от точки расположения фиктивного источника на прямолинейном профиле на высоте 600 м с шагом 50 м. Для оценки распределения давления на поверхности после фокусировки сейсмоприемники расположены на удалении до 20 м от фиктивного источника с шагом 2 м.

Результаты модельного эксперимента показывают, что область фокусировки имеет диаметр менее 4 м для диапазона частот 3–150 Гц (рис. 3).

Итоги

Инновационная технология сейсморазведки.

Выводы

Представлен новый способ воздушной сейсморазведки, обеспечивающий фокусировку энергии акустических волн, новизна которого и техническая осуществимость подтверждаются патентом РФ.

Использование предположенной технологии может обеспечить кратное сокращение затрат на сейсморазведку при резком сокращении экологического ущерба.

Список оспользуемой литературы

1. Патент РФ: Способ сейсморазведки, RU 2517010 C1 с приоритетом от 13.01.2013.

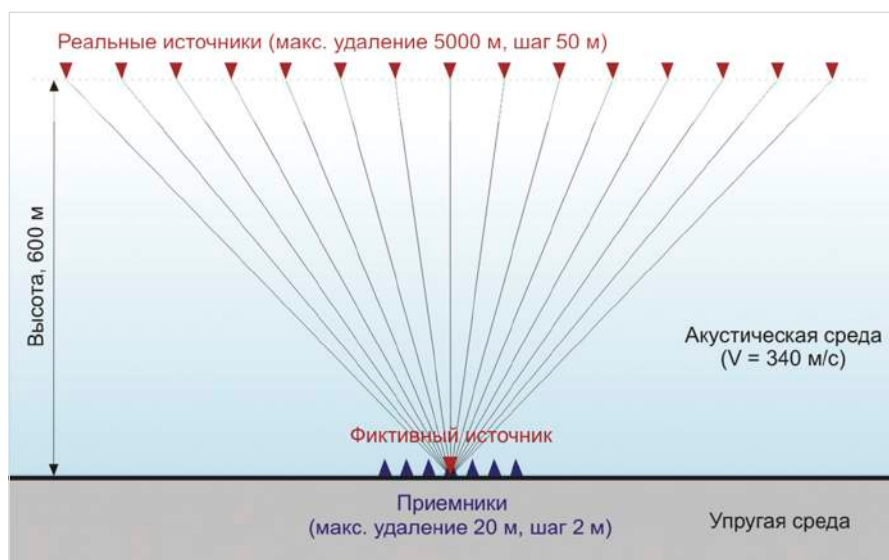


Рис. 2 — Схема модельного эксперимента

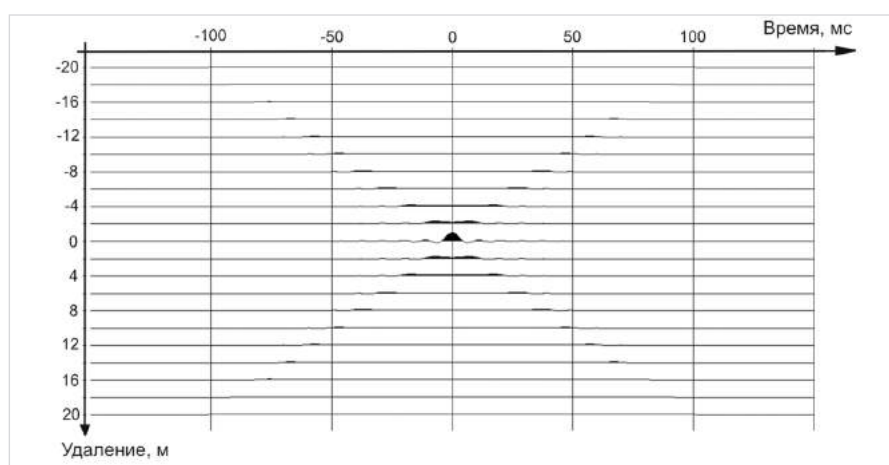


Рис. 3 — Результат накопления акустических сигналов на поверхности

ENGLISH

GEOPHYSICS

Seismic method with the excitation of vibrations in the air or the water environment and focusing energy in receiving points on the boundary of the acoustic and elastic media

UDC 550.3

Authors:

Aleksandr A. Tabakov — ph.d, general manager¹;

¹Geovers LCC, Moscow, Russian Federation

Abstract

Generation of seismic energy is one of the most expensive parts of seismic prospecting, especially under complicated surroundings. It is proposed to use shots in air and water media on remote distances from the surface of solid semispace with later focusing of energy on any point of solid surface preferably with pressure geophone to register time of acoustic arrivals. Records for each geophone on the surface of solid semispace are stacked to provide fictitious seismogram

with shots in the points of focusing. Model simulation has shown possible concentration of energy on small area less than four meters in diameter. Proposed technology promises high shortening of expenses and ecological advantages.

Materials and methods

Mathematical modelling.

Results

Innovation seismic technology.

Conclusions

New technology of airborne seismic prospecting is presented providing focusing of sound waves energy. Innovation and reality are confirmed by RF patent. The use of proposed technology may provide sufficient economy and ecological safety.

Keywords

seismic prospecting technology, sound wave, focusing

References

1. RF Patent: Method of seismic, RU 2517010 C1 with a priority from 13.01.2013

Определение преимущественного направления трещиноватости на основе полноволнового численного моделирования распространения волн и метода максимального правдоподобия

Е.В. Биряльцев

зам. ген. директора по науке и новым технологиям¹

igenbir@yandex.ru

В.А. Рыжов

руководитель информационно-аналитического центра¹

vrizov@mail.ru

М.Р. Камилев

инженер¹

marselk@mail.ru

¹ЗАО «Градиент», Казань, Россия

Для повышения эффективности ГРП до его проведения необходимо хорошее знание механических характеристик околоскважинного пространства как исходных данных для дизайна трещины ГРП. Одной из таких характеристик является преимущественное направление трещиноватости, причем не только в призабойной зоне, но и на некотором удалении от скважины, туда, куда может распространиться трещина ГРП. Авторы предлагают расширить возможности технологии полноволновой локализации микросейсм (ПВЛ, FWL), которая ранее использовалась для источника типа «центр взрыва» («explosive») до случая источника типа «раскрывающаяся трещина» («tensile crack») ограничиваясь рассмотрением вертикальной трещины. В работе представлены результаты применения технологии на реальных данных.

Материалы и методы

Микросейсмические записи, скоростная модель по данным ВСП, метод полноволнового численного моделирования, метод максимального правдоподобия.

Ключевые слова

гидроразрыв пласта, микросейсмический мониторинг, наблюдения с поверхности, трещиноватость, полноволновое моделирование

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одной из технологий интенсификации добычи нефти, представляя собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором за счет поднятия давления жидкости гидроразрыва выше горного давления образуется искусственная трещина большой протяженности. По мере расширения ее применения все большее внимание уделяется методам повышения эффективности применения ГРП, в частности контролю за его результатами. Одним из наиболее бурно развивающихся направлений контроля результатов ГРП является микросейсмический мониторинг процесса ГРП.

Хорошо известен метод мониторинга ГРП при наблюдениях из соседних скважин. Регистрация производится скважинными трехкомпонентными сенсорами, аналогичным сенсорам, применяемым при ВСП. Импульсы микросейсм от трещинообразования пикируются на каждом сенсоре по приходу Р и S волн, что позволяет, при известной скоростной характеристике, определить методом наименьших квадратов положение очагов каждого зарегистрированного импульса. Данный метод позволяет локализовать трещину ГРП как в плане, так и по вертикали. Наблюдения в скважинах свободны от поверхностных помех, что позволяет достигать удовлетворительных результатов с применением относительно простых аппаратных средств и методов обработки микросейсмических сигналов.

Однако скважинный мониторинг ГРП невозможен при отсутствии соседних скважин, а при их наличии требует остановки добычи или нагнетания, что приводит к существенным экономическим потерям. Таким образом, скважинный мониторинг ГРП обладает некоторыми ограничениями по применимости. Альтернативный метод наблюдения при расположении датчиков на дневной поверхности не требует использования скважин, что делает этот метод потенциально более универсальным, чем скважинный мониторинг. Наблюдения ГРП с дневной поверхности отличаются высокими уровнями поверхностных шумов и требуют специальных методов обработки, работоспособных при уровне сигнала на отдельном датчике ниже уровня шумов.

Задача локализации микросейсмических источников является хорошо известной в радиотехнике [1] задачей обнаружения сигналов при многоканальном приеме и решается разными методами. Применительно к задаче локализации источника микросейсм они обладают различной точностью локализации, устойчивостью

к шумам и вычислительной сложностью. Наиболее часто для восстановления местоположения очагов микросейсм при зашумленных данных используется метод фокусирующего преобразования [2], позволяющий динамически отбраковывать наименее информативные сенсоры. Метод дифракционного суммирования относительно прост в реализации, однако недостаточно устойчив к поверхностным шумам. Известен также метод Time Reverse Modelling [3, 4], который по устойчивости к поверхностным шумам и точности локализации превосходит метод дифракционного суммирования [5]. Авторами развивается метод локализации сопровождающих ГРП микросейсм с дневной поверхности, основанный на полноволновом численном моделировании и методе максимального правдоподобия для регистрации микросейсмических событий при большом уровне поверхностных шумов [6].

Для повышения эффективности ГРП до его проведения необходимо хорошее знание механических характеристик околоскважинного пространства как исходных данных для дизайна трещины ГРП. К их числу относятся такие характеристики как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, пористость, проницаемость и трещиноватость.

Если механические характеристики околоскважинного пространства и ФЭС известны достаточно хорошо из скважинных исследований, то трещиноватость, как правило, требует дополнительного изучения. Особенно интересным параметром трещиноватости является ее преимущественное направление не только непосредственно в призабойной зоне, но и на некотором удалении от скважины, туда, куда может распространиться трещина ГРП.

Хорошо известны методы определения трещиноватости по азимутальной дисперсии сейсмических скоростей при 3D сейсмической съемке. Однако проведение 3D сейсмике на небольшом участке в окрестностях скважины является весьма дорогостоящей технологией.

Потенциально перспективным методом определения трещиноватости является дальнейшее совершенствование методики полноволновой локализации микросейсм и определения их параметров с помощью наземного микросейсмического мониторинга.

Известно [7], что трещины различной ориентации порождают различные микросейсмические поля, по которым возможно восстановление не только местоположения и амплитуды, но и ориентации трещин. Существуют технологии [8, 9] мониторинга,

которые позволяют регистрировать трещины, возникающие при ГРП с учетом их ориентации. Однако данные технологии требуют, чтобы сигнал от микросейсмического события был хорошо различим на фоне шумов, в связи с чем, наблюдения производятся в соседних скважинах, либо с существенным заглублением наземных сенсоров.

В статье предлагается подход по определению направления трещиноватости, являющийся дальнейшим развитием метода максимального правдоподобия для регистрации микросейсмических событий в условиях сильного зашумления, что делает возможным проведение этих наблюдений непосредственно с дневной поверхности.

Сущность подхода метода максимального правдоподобия. Из теории передачи сигналов [6] известно, что наиболее эффективным методом обнаружения сигналов является метод на принципе максимального правдоподобия. Его суть заключается в оценке, так называемой, функции правдоподобия наличия известного сигнала в измеряемой набором приемных устройств отсчетов смеси сигнала и шума.

$$z_k(t) = n_k(t) + s_k(t), \quad (1)$$

где n_k — шум в момент времени, s_k — искомым полезный сигнал, а z_k — их регистрируемая сумма. В предположении гауссовского шума функцию правдоподобия можно записать как:

$$L(t_j) = \prod_k \prod_i \left[\exp \left(-\frac{(z_k(t_j+t_i) - s_k(t_i))^2}{2D_k} \right) / \exp \left(-\frac{z_k(t_j+t_i)^2}{2D_k} \right) \right], \quad (2)$$

где D_k — дисперсия шума на канале приема, i — индекс времени t_i известного сигнала s_k .

Если сигналы на отдельных приемных устройствах порождаются некоторым событием и могут быть однозначно рассчитаны из характеристик этого события, то мы, оценивая наличие соответствующих сигналов на приемных устройствах, можем оценить и наличие породившего их события.

Применительно к микросейсмическому мониторингу таким событием является микросейсм, возникший в некоторой точке пространства. Если мы знаем свойства среды, то мы можем рассчитать форму сейсмических колебаний, дошедших к каждому сенсору при наличии микросейсмического события в интересующей нас точке в каждый момент времени.

В отсутствии нелинейных эффектов в среде, очевидно, что достаточно рассчитать один сигнал с единичной амплитудой исходного воздействия, при изменении этой амплитуды сигнал на датчиках будет меняться пропорционально амплитуде исходного воздействия, сохраняя форму. Таким образом, формула (2) для правдоподобия будет выглядеть следующим образом:

$$L(t_j|A) = \prod_k \prod_i \left[\exp \left(-\frac{(z_k(t_j+t_i) - A \cdot s_k(t_i))^2}{2D_k} \right) / \exp \left(-\frac{z_k(t_j+t_i)^2}{2D_k} \right) \right] \quad (3)$$

Или логарифмируя (3) для целей дальнейшего анализа и отбрасывая член, не зависящий от A , получаем

$$\ln L(t_j|A) = \sum_k \sum_i \left[\exp \left(-\frac{(z_k(t_j+t_i) - A \cdot s_k(t_i))^2}{2D_k} \right) \right], \quad (4)$$

где A — амплитуда исходного импульса в точке восстановления, а $s_k(t_i)$ — форма импульса на

канале для единичного импульса. Таким образом, мы можем восстановить наиболее правдоподобные амплитуды импульса в каждый момент времени $A(t)$, решая задачу максимизации по A функции правдоподобия (3) или для упрощения расчетов его логарифма (4):

$$A(t) | \max_A \ln L(t|A) \quad (5)$$

Решая задачу (5) для каждой точки восстановления мы получаем наиболее правдоподобную амплитуду по всем точкам восстановления для интересующего нас набора моментов времени.

Рассмотрим применение данного подхода к определению трещиноватости. При микросейсмическом мониторинге нам необходимо зарегистрировать пространственное положение микросейсм в окрестности ствола скважины. Мы можем рассматривать каждую точку в пространстве, окружающую ствол скважины как источник специфических сигналов, а сейсмологическое оборудование мониторинга — как каналы их приема. Будем восстанавливать микросейсмическую активность в некотором наборе дискретных точек околоствольного пространства (точки восстановления), например, по регулярной сетке с достаточно малым шагом так, чтобы покрыть всю интересующую нас область.

Для каждой такой точки восстановления требуется рассчитать вид импульса на каждом из датчиков, причем расчет должен учитывать ориентацию трещины в пространстве. Хорошо известно, что за счет разницы бокового и вертикального горного давления трещиноватость носит субвертикальный характер. В вертикальной трещине возможны движения двух типов — раскрытие/закрытие трещины в

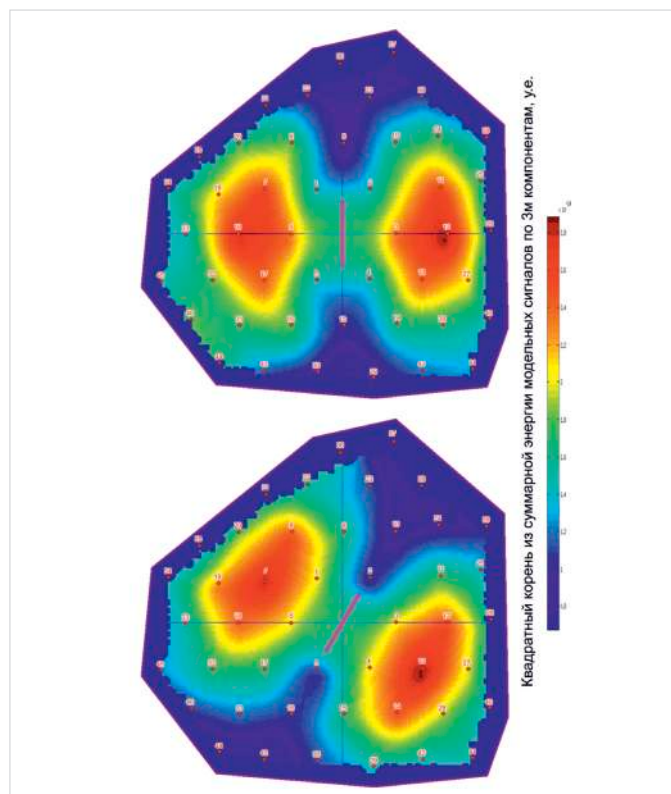


Рис. 1 — Распределение среднеквадратичной амплитуды модельных сигналов по пунктам наблюдения. Сверху — азимут трещины $\alpha = 0^\circ$, снизу — азимут трещины $\alpha = 30^\circ$. Направление и положение трещины отмечено розовой линией

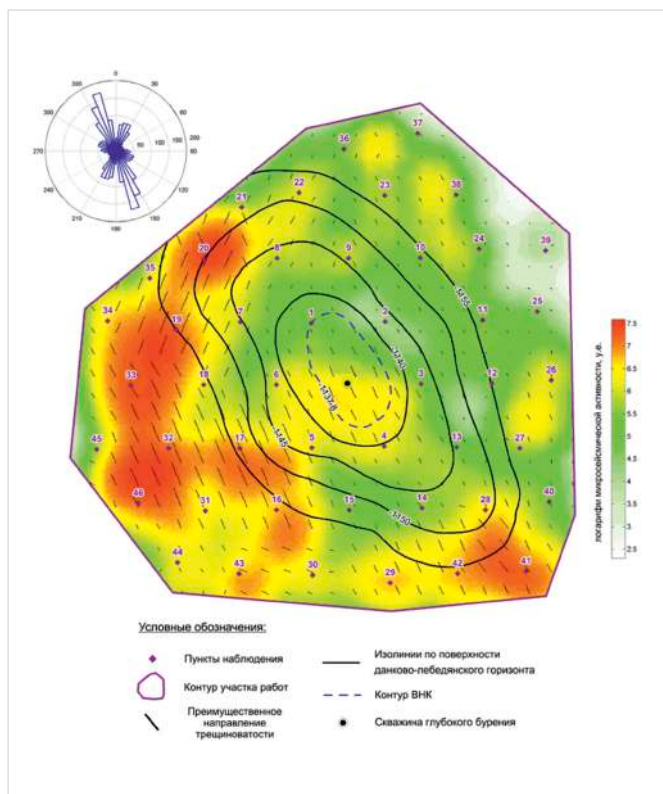


Рис. 2 — Зоны наибольшей концентрации событий и их преимущественное направление. Роза направлений трещин за весь период наблюдений

направлении перпендикулярном к плоскости трещины и сдвиги вдоль плоскости трещины под любым углом.

Для реальных геологических сред расчитать интенсивность микросейсмических волн, достигших датчиков от микросейсмического события можно только с помощью полноволнового численного моделирования. Полноволновое численное моделирование позволяет рассчитать форму волны, пришедшей на сенсор в условиях геологии любой сложности, учитывая все возможные волны, образовавшиеся при прохождении сейсмического импульса от источника к приемнику, правильно учесть его геометрическое расхождение с учетом реальной траектории распространения в неоднородном пространстве. Расчет может производиться одним из известных методов, например, методом конечных элементов. Учитывая, что необходимо рассчитать амплитуды сигнала с учетом отражений, обменных волн, затуханий и геометрического расхождения, расчет лучше вести в трехмерной постановке.

Комбинации сдвиговых и раскрывающих движений трещины порождает огромное количество вариантов источника, однако нет необходимости моделировать все их комбинации. В силу принципа суперпозиции волновых процессов в линейных средах, а также в плоскопараллельном приближении залегания пластов, можно рассчитать сигналы на поверхности модели для единичных базовых смещений по осям сетки. Складывая с соответствующими весовыми коэффициентами базовые сигналы и вращая расстановку датчиков на поверхности модели, мы получаем произвольную ориентацию, как сдвиговых, так и раскрывающих движений — источников микросейсмических сигналов.

Для практических целей достаточно синтезировать для каждого датчика k некоторое количество сигналов $s_{pk}(t_i)$ для дискретного набора ориентаций трещины p . Таким образом, нам необходимо определить максимум по амплитуде A_p функции правдоподобия для сигналов, соответствующих различной ориентации трещины p :

$$\ln L(t_j | A_p) = \sum_k \sum_i \left[\exp \left(- \frac{(z_k(t_j + t_i) - A_p \cdot s_{pk}(t_i))^2}{2D_k} \right) \right] \quad (6)$$

Очевидно, что максимальная амплитуда A_p будет соответствовать наиболее вероятной ориентации трещины p .

Экспериментальная апробация. Для экспериментальной апробации вышеизложенного подхода были проведены опытные работы на одном из участков Волго-Уральской нефтяной провинции. В окрестностях скважины с известной скоростной характеристикой геологической среды были проведены замеры микросейсмического шума на протяжении 31 суток с помощью 44 сейсмологических сенсоров Lennartz 3D-Lite (21 шт) и SME-4111 (23 шт).

Для расчетов модельных сигналов $s_{pk}(t_i)$ создавалась скоростная модель на основе данных ВСП скважины, находившейся на участке работ. Геологический разрез на участке работ не показывал существенного изменения стратиграфических

горизонтов, поэтому на основе исходной скоростной модели была построена плоскопараллельная 3D численная модель. Коэффициент Пуассона ν во всех слоях модели был взят равным 0,333.

Поскольку данные о скоростях S-волн отсутствовали, моделирование сигналов от трещин с различной ориентацией проводилось только для движений раскрытия/закрытия трещин. Вдоль оси X при старте и на протяжении всего времени моделирования были приложены растягивающие усилия постоянной силы в противоположные стороны. С аналогичным усилием было выполнено моделирование вдоль оси Z.

Модельные сигналы синтезировались для каждого пункта наблюдения, для каждой точки визуализации, для каждого дискретного азимутального угла плоскости вертикальной трещины с помощью применения аффинных преобразований к координатам приемников и к горизонтальным компонентам сигналов.

На основе базовых моделей генерировалось 3 ортогональных вектора откликов волнового поля:

- 1) перпендикулярный к плоскости трещины;
- 2) вертикальный в плоскости трещины;
- 3) горизонтальный в плоскости трещины.

Суммируя волновое поле этих трех векторов с различными модулями по осям, можно синтезировать практически любой несдвиговый тип источника.

Согласно выбранному типу источника «раскрывающаяся трещина» наибольшая энергия от трещины распространяется в перпендикулярных ей направлениях. Распределение энергии модельного сигнала на поверхности земли в местах установки датчиков для двух случаев азимутального направления трещины (0° и 30°) в центре системы координат можно наблюдать на рис. 1.

Область восстановления для данной территории исследования была ограничена границами участка работ. Исходя из соображений оптимизации времени вычисления и достаточной точности позиционирования, шаг точек восстановления микросейсмических событий в исследуемом горизонте был выбран 75 м. Для каждой точки восстановления, для каждого дискретного азимутального угла трещины (12 углов) в каждый дискретный момент времени (частота дискретизации 100 Гц) восстанавливалась наиболее вероятная амплитуда колебаний методом максимального правдоподобия (6).

Расчет методом максимального правдоподобия требует значительных вычислительных затрат, поэтому расчет был реализован на суперкомпьютере с пиковой производительностью 21 Тфлопс, построенном на основе графических процессоров.

Итоги

На основе набора микросейсмических событий, выявленных на этапе обработки восстановленных амплитуд, построены зоны наибольшей концентрации событий и преимущественного направления образовавших их трещин, а также роза

направлений трещин за весь период наблюдений (см. рис. 2). Достаточно отчетливо определяются основные направления трещиноватости $\sim 160^\circ$ и $\sim 22^\circ$, что позволяет предположить статистическую значимость полученных результатов.

Выводы

Метод максимального правдоподобия является теоретически наиболее информативным и помехоустойчивым методом восстановления сигналов. В статье приведен подход, основанный на частном случае применения метода максимального правдоподобия для восстановления амплитуд микросейсмических событий, соответствующих различным азимутальным ориентациям вертикальной раскрывающейся/закрывающейся трещины.

Определение трещиноватости с использованием полноволнового численного моделирования и метода максимального правдоподобия требует значительных вычислительных ресурсов, однако использование для расчетов кластеров графических процессоров делает данные расчеты технически возможными и экономически доступными уже в настоящее время.

Список используемой литература

1. Howland, P. E. Passive radar systems. IEE Proc. Radar Sonar Navig. 2005. V. 152. issue 3. pp. 105–106.
2. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Волков А.В. и др. Сейсмическая локация очагов эмиссии — новая технология мониторинга добычи УВ. Тезисы докладов Международной конференции EAGE, EAGO, SEG. Санкт-Петербург, 16–19 октября, 2006.
3. Levin S.A. Principle of reverse-time migration. Geophysics, 1984, vol. 49, pp. 581–583. DOI: 10.1190/1.1441693
4. Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. Geophys. Res. Lett. 2008. V. 35. L03307.
5. Мокшин Е.В., Бережной Д.В., Биряльцев Е.В. Сопоставление метода «TIME REVERSE MODELING» и метода дифракционного суммирования // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 2. С. 26–28.
6. Зюко А.Г. и др. Теория передачи сигналов. М.: Связь, 1980. 288 с.
7. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Мишин В.А. Применение пассивных сейсмических наблюдений для контроля параметров гидроразрыва пласта // Нефтегазовое хозяйство. 2005. № 5. С. 64–66.
8. Baig A. Urbanic T. Hydraulic fracturing-induced seismicity: an overview of recent observations and implications on development. First Break, 2014, Vol. 32, issue 7, pp. 61–66.
9. Lee M. Davis Th. Shawn M. The use of amplitude ratios to constrain source mechanisms of microseismic data: A case study from the Montney Shale, Alberta. First Break, 2014, Vol. 32, issue 7, pp. 67–73.

Fracture survey on the base of full-wave numerical simulation of wave propagation and maximum likelihood method

UDC 550.3

Authors:

Evgeniy V. Birialtcev — R&D director¹; igenbir@yandex.ru
Vasily A. Ryzhov — head of analytic centre¹; vrizov@mail.ru
Marsel R. Kamilov — engineer¹; marselk@mail.ru

¹CJSC Gradient, Kazan, Russian Federation

Abstract

To improve the efficiency of hydraulic fracturing to need a good knowledge of the mechanical characteristics of borehole environment. One of these characteristics is a dominant direction of fractures including some distance from the well, wherever can spread fracture. The authors propose to extend the possibilities of the technology "Full-Wave Location of events" (FWL), which was previously used with the "explosive" source type up to the "tensile crack" source type confining ourselves to the vertical crack. The paper describes the method of events location, forming the source of "tensile-crack", also presents the result of the technology application to the real data.

Materials and methods

microseismic records, velocity model of

the VSP, method of full-wave numerical simulation, maximum likelihood method

Results

Based on a set of microseismic events identified at the recovering of the amplitude processing stage, determined areas of greatest concentration of events and is detected the dominant direction of their cracks and plotted the rose of directions of cracks for the entire observation period (look at Fig. 2). Sufficiently clearly are identified basic directions of cracks ~ 160° and ~ 22°, suggesting the statistical significance of the results.

Conclusions

The maximum likelihood method is theoretically the most informative and noise-immunity method for signals recovery.

The article presents an approach based on the special case of using the method of maximum likelihood to recover the amplitudes of microseismic events corresponding to different azimuthal orientation of the vertical opening/closing of the crack. Determination of fractures using a full-wave numerical simulations and maximum likelihood method requires considerable computing resources, but using for the calculation of clusters of GPUs makes these calculations is technically possible and economically accessible even now.

Keywords

hydraulic fracturing, microseismic monitoring, observation from the surface, fracturing, full-wave simulation

References

1. Howland, P. E. Passive radar systems. IEE Proc. Radar Sonar Navig. 2005. V. 152. issue 3. pp. 105–106.
2. Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Volkov A.V. and others. *Seismicheskaya lokatsiya ochagov emissii — novaya tekhnologiya monitoringa dobychi UV* [Seismic location emission — a new technology for monitoring hydrocarbon production]. Abstracts of the International Conference EAGE, EAGO, SEG. St. Petersburg, 16-19 October, 2006.
3. Levin S.A. Principle of reverse-time migration. Geophysics, 1984, vol. 49, pp. 581–583. DOI: 10.1190/1.1441693
4. Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. Geophys. Res. Lett. 2008. V. 35. L03307.
5. Mokshin E.V., Berezhnoy D.V., Biryaltsev E.V. *Sopostavlenie metoda "TIME REVERSE MODELING" i metoda difraktsionnogo summirovaniya* [Comparison of the methods of «TIME REVERSE MODELING» and diffraction stacking]. Exposition Oil Gas, 2012, issue 2, pp. 26–28.
6. Zyuko A.G. and others. Theory of signal transmission. Moscow: *Sviyaz'*, 1980, 288 p.
7. Aleksandrov S. I. Gogonenkov G.N., Mishin V.A. *Primenenie passivnykh seysmicheskikh nablyudeniy dlya kontrolya parametrov gidrorazryva plasta* [The use of passive seismic surveys for control of parameters of hydraulic fracturing]. Oil industry, 2005, issue 5. pp. 64–66.
8. Baig A. Urbanic T. Hydraulic fracturing-induced seismicity: an overview of recent observations and implications on development. First Break, 2014, Vol. 32, issue 7, pp. 61–66.
9. Lee M. Davis Th. Shawn M. The use of amplitude ratios to constrain source mechanisms of microseismic data: A case study from the Montney Shale, Alberta. First Break, 2014, Vol. 32, issue 7, pp. 67–73.



**КОНФЕРЕНЦ
НЕФТЬ**

T./ф.: +7 (3412) 43-53-86, 511-102
 e-mail: info@konferenc-neft.ru

**Научно-производственный семинар
«Автоматизация производства и информационные
технологии в добыче нефти и газа. Роль АСУТП в
повышении безопасности производства, МРП,
коэффициента эксплуатации объектов добычи нефти и
газа».**

**18 ноября 2014 г.
г. Казань.**

Цель семинара — обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей. Участие в этом семинаре позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области внедрения этих технологий.

Семинар будет проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.



Изучение геологических разрезов в морских скважинах с использованием ГИС, ПМ ВСП, МОВ ОГТ (на примере скважины № 3 Медыньское-море-1)

Ю.Д. Мирзоян

д.т.н., зам. генерального директора¹

В.Я. Ойфа

к.т.н., начальник газонакопительной станции¹

¹ОАО НПО «Нефтегеофизприбор», Краснодар, Россия

В работе описывается система наблюдений, методика и техника полевых работ поляризационным методом ВСП, результаты обработки материалов, возможности изучения геологического разреза в окрестностях скважины с использованием выделенных продольных, обменных и поперечных волн и полученных характеристик среды — гамма γ , коэф. Пуассона σ , а также аномалий сейсмоакустической энтапии и энтропии, связанных с нефтегазонасыщением в отложениях овинпарнского горизонта девона и глубже.

Материалы и методы

Сейсмозаписи ВСП, волновые поля продольных, обменных, поперечных волн, упругие характеристики.

Ключевые слова

поляризация, скорости, трехкомпонентная запись, временные разрезы PP и PS волн, упругие характеристики

Значительные перспективы открытия нефтяных месторождений на континентальном шельфе РФ вызвали необходимость увеличения объемов сейсморазведочных работ на море.

В общем комплексе геолого-геофизических работ на море, исследования ПМ ВСП занимают особое место и интерес к ним с каждым годом усиливается.

Системы наблюдений ВСП, применяемые на море, так же как и на суше, отличаются по взаимному расположению точек регистрации и возбуждения. Наиболее широкое развитие на море получили продольные и непродольные наблюдения, ВСП увязанные с многоуровневыми профилями, полученными по Способу обращенного годографа (СОГ), морскими наблюдениями МОВ ОГТ.

Технология ПМ ВСП на море

Условия возбуждения при работах ВСП в морских скважинах существенно влияют на качество сейсмических материалов, что связано, прежде всего, с наличием толщи морской воды, физические свойства которой определяют характер возбуждения и регистрации сейсмических волн.

Сравнительная однородность водного слоя, отсутствие в нем резких акустических границ весьма благоприятны для возбуждения упругих колебаний. Однако наличие свободной границы вода–воздух и менее жесткой границы вода–дно моря оказывает значительное влияние на формирование волнового поля. Эти границы обуславливают образование волн-помех большой

интенсивности — реверберационной последовательности отражений, донно-кратных и многократно отраженных волн.

Неоптимальный выбор источника и глубины его погружения может привести к ухудшению прослеживаемости на записях ВСП отраженных волн, связанных с глубокими границами [2].

В качестве примера представлены материалы по скважине № 3 Медынь-море.

Обработка полевых материалов проводилась с использованием различных составляющих вектора смещения в локальной и пространственной системах координат [1], их анализ позволил выделить и проследить в волновом поле все основные типы сейсмических волн (P, PP, PS $\uparrow$, PS $\downarrow$ и др.).

Анализ волнового поля

Прямая P-волна, дающая начало всему волновому процессу, прослежена непрерывно вдоль всего вертикального профиля от забоя скважины (3410 м) до дневной поверхности наиболее оптимально на P и Z компонентах и представлена двухфазным колебанием сравнительно высокой интенсивности (рис. 1). Спектр колебаний лежит в диапазоне частот 10–60 Гц, форма годографа первых вступлений относительно простая.

Продольные отраженные PP-волны связаны практически со всей исследуемой толщей, в том числе и с границами, залегающими глубже забоя вскрытого геологического разреза.

Глубины образования отраженных PP-волн совпадают с

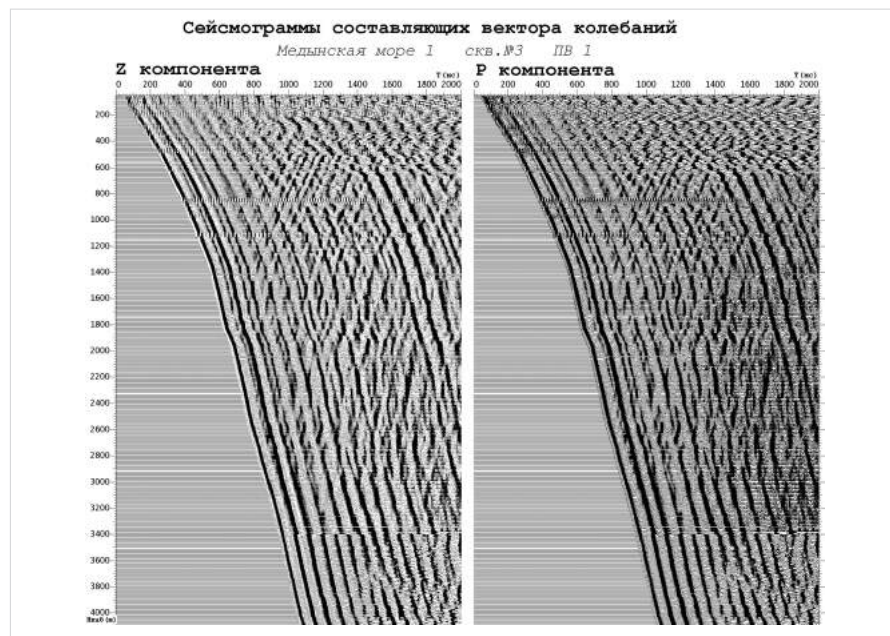


Рис. 1 — Сейсмограммы P и Z составляющих ПВ-1, скв. №3 Медыньское-море-1

литолого-стратиграфическими границами. Кажущиеся скорости продольных отражений составляют 3200–3500 м/с, области их оптимальной регистрации расположены в конусе между компонентами 17, 18, 19, 22 в окрестности Z-составляющей.

Обменные PS-волны поляризованы, в основном, в горизонтальной плоскости. Границы обмена, как отраженных, так и проходящих волн совпадают с границами образования PP-волн, особенно в верхней части разреза. PS-волны по интенсивности уступают PP-волнам. Они оптимально выделяются на горизонтальных или близких к горизонтальным компонентах.

Поляризация волн и оценка ее информативности в исследуемом разрезе

Поляризация сейсмических волн является одним из наиболее тонких сейсмических параметров, в котором рельефно проявляются акустические неоднородности среды, ее структурные особенности, а также анизотропия физических свойств разреза.

Для анализа поляризации колебаний, прежде всего, в Р-волне привлекались углы с вертикалью большой оси эллипса во временной и частотной области, траектории движения частиц в горизонтальных и вертикальных плоскостях, полярные сейсмограммы в отдельных интервалах разреза.

На рис. 2 представлены графики изменения угла между направлением смещения и вертикалью (φ) во временной области. На построенных графиках φ (Н) отмечены существенные изменения углов φ подхода волн. В верхней, наиболее неоднородной части разреза, отмечены значительные скачки углов φ , обусловленные особенностями среды. Верхняя часть разреза (100–1200 м) дифференцирована по физическим свойствам, что находит свое отражение по параметрам поляризации, причем на высоких частотах аномальные участки φ (Н) выражены более рельефно, чем в среднечастотной полосе.

Нефтенасыщенные интервалы разреза в скважине № 3 по разному проявляются в параметрах поляризации — угла φ из разных ПВ. В частности, ПВ 4 расположен вдоль сводовой ненарушенной части структуры Медынь-море 1, а ПВ 2 и 3 в осложненной зоне.

Эти графики были сопоставлены с кривой АК и ГКК и литологической колонкой. Установлено, что целевые нефтенасыщенные горизонты (объекты) в нижнем карбоне глубины (1406–1437 м) и (1532–1563 м), выделенные по данным ГИС на графиках φ (Н) характеризуются уменьшением углов φ . Для этой части разреза (глубины 1369–2031 м), представленных плотными известняками, глинами с прослоями алевролитов и доломитов, характер кривых φ (Н) отличается большой изрезанностью.

Глубже в отложениях девона (2031–2470 м) вдоль вертикального профиля происходят небольшие изменения, хотя отдельные значения достигают 30–35°. Они приурочены к пропласткам песчаников, известняков, аргиллитов, доломитов, но, в целом, изменения в значениях φ не превышают 15–20°. Характер кривых φ (Н) для ПВ-2 отличен. Здесь значительным уменьшением значений φ выделяется ангидрито-доломитовая толща в низах девона.

Анализ графиков φ (Н) для непродольных

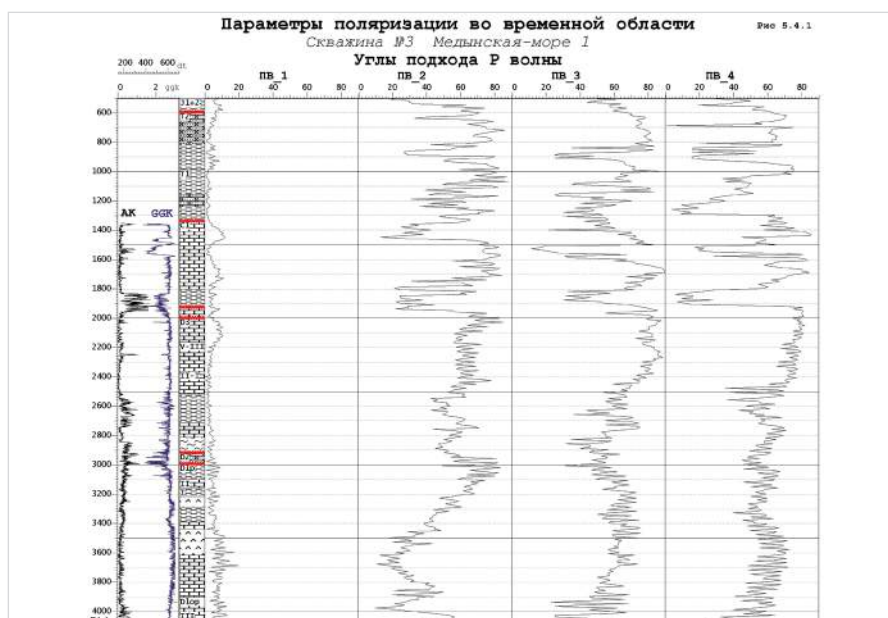


Рис. 2 — Графики φ (Н) во временной области ПВ-1, скв. №3 Медынь-море-1

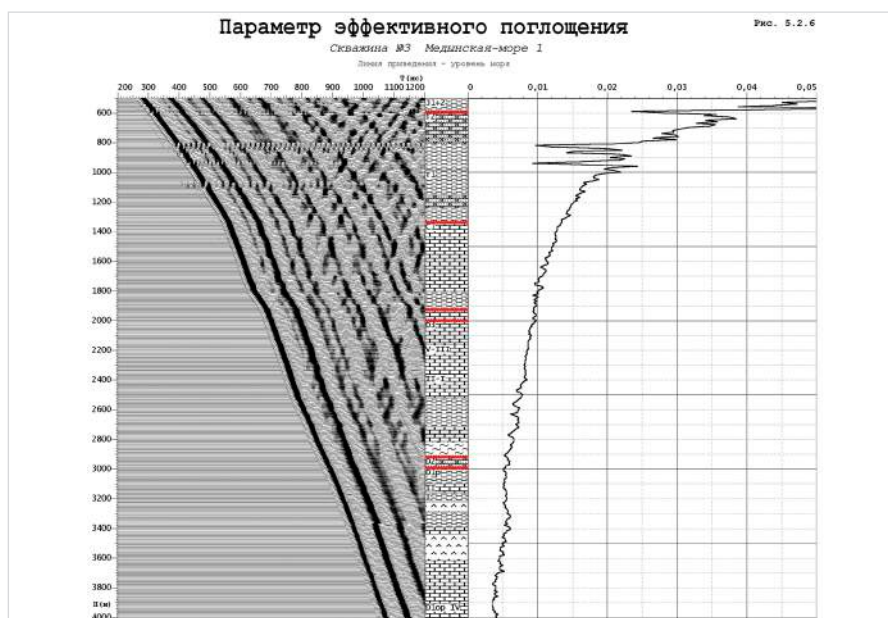


Рис. 3 — График изменения коэффициента поглощения $ar(n)$ эф с глубиной ПВ-1, скв. №3 Медынь-море-1

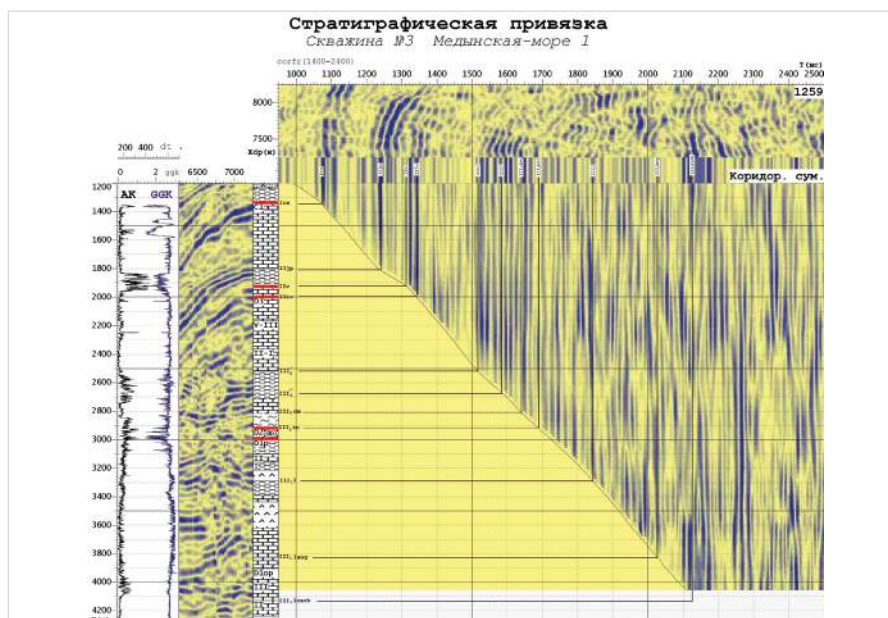


Рис. 4 — Стратиграфическая привязка, скв. №3 Медынь-море-1

вертикальных профилей показывает, что направления смещений зависят не только от взаимного расположения источника и приемника, но и для градиентных сред — от коэффициента возрастания скорости с глубиной.

Для слоистых сред, где наблюдаются скачки скоростей, графики $\varphi(H)$ претерпевают разрывы (рис. 2).

Участки вертикального профиля, приуроченные к наиболее резким скоростным границам (1370 м и 1950 м), отмечены значительными изменениями угла φ , увеличением их значений для ПВ-2 до 65° и уменьшением φ до $15\text{--}25^\circ$ для ПВ3 и ПВ4.

Закономерности изменения углов φ подтверждаются тем фактом, что графики $\varphi(H)$ коррелируются практически между собой. Глубины всех изломов на графиках $\varphi(H)$ для ПВ, находящихся примерно в одинаковых условиях, совпадают или близки.

Рассмотренные данные иллюстрируют принципиальные возможности расчленения

разреза по параметрам поляризации в Р-волне. Для отражённых РР и PS волн можно отметить отклонение направлений движения частиц среды от плоскости профиля. Имеющиеся теоретические представления позволяют связывать эти эффекты с двумя факторами [5]:

1-й — со структурным, ввиду несовпадения линии профиля с направлением падения границ;

2-й — с влиянием анизотропии физических свойств разреза на поляризацию.

Для анализа использованы наборы из 23 фиксированных компонент PRT локальной системы координат, характеризующих сложность регистрируемого волнового поля, присутствие на записях значительного количества колебаний поперечного типа (обменных отраженных и проходящих). Применением ППК удаётся выделить продольные отраженные РР и обменные PS волны из всех ПВ за исключением ПВ-3, где область прослеживания PS-волн не превышает 200

м. Из ПВ-2 и ПВ-4 отраженные PS $\uparrow$ волны выделяются на двух-трёх компонентах. Наилучшее прослеживание продольных волн реализуется на составляющих, ориентированных в азимутах от 0° до 60° , что характеризует пространственный подход регистрируемых отражений. При полном залегающих отражающих границ, в частности, в терригенной толще вплоть до пермо-карбонских отложений, продольные волны поляризованы близко к вертикали. Для глубинных волн, соответствующих границам в толще карбона и девона азимутальные отклонения существенно выше, чем для PS $\uparrow$ и достигают значений $80\text{--}90^\circ$, что вероятно обусловлено особенностями строения исследуемого карбонатного разреза, возможно анизотропными свойствами среды.

Поглощающие свойства среды

Результаты изучения поглощающих свойств разреза представлены графиками изменения амплитудно-частотных спектров Р-волны с глубиной, пластовых коэффициентов эффективного поглощения $ar(H)эф$.

Основная энергия Р-волны сосредоточена в полосе частот $10\text{--}50$ Гц. По данным коэффициента $ar(H)эф$ (рис. 3) разрез расчленяется по поглощающим свойствам. Первый интервал (глубины $500\text{--}1369$ м), сложенный чередованием слабых песчаников, алевролитов с переслаиванием глин, характеризуется значительной микронеоднородностью по сравнению с нижележащими отложениями. Параметр $ar(H)эф$ отличается максимальными значениями, равными $(20,5 \times 10^{-3} \text{ 1/м})$. Второй интервал (глубины $1369\text{--}2552$ м) включает породы пермо-карбона и фанменского горизонта верхнего девона, представленных известняками, плотными глинами, прослоями аргиллитов, доломитами. Величины $ar(H)эф$ в этом интервале принимают значения $5,7 \times 10^{-3} \text{ 1/м}$. Третий интервал (глубины $2552\text{--}3400$ м) составляют породы среднего и нижнего девона (франский и пражский ярусы), сложенные чередованием плотных глин, аргиллитов, песчаников, мергелей и известняков. Здесь значения $ar(H)эф$ являются минимальными $(1,25 \times 10^{-3} \text{ 1/м})$. Четвертый интервал (глубины $3400\text{--}4100$ м), представленный породами нижнего девона, характеризуется величиной $ar(эф) = 4 \times 10^{-3} \text{ 1/м}$.

Можно отметить, что изменение эффективного коэффициента поглощения в общих чертах увязывается с особенностями исследуемого разреза и указывает на возможность использования этого параметра совместно с другими в разведочных целях.

Стратиграфическая привязка волн

Стратиграфическая привязка продольных волн и определение скоростной модели для исследуемого объекта осуществляется по наблюдениям ПМ ВСР из ближнего ПВ.

Достаточно уверенное совпадение кинематической и динамической привязки до глубин 3000 метров позволяет выполненную стратификацию горизонтов считать вполне удовлетворенными (рис. 4). Для стратификации волн, отраженных от геологических границ, вскрытых скважиной в интервале глубин $3400\text{--}4270$ м, следует пользоваться кинематической привязкой соответствующих отражений на вертикальном и горизонтальном

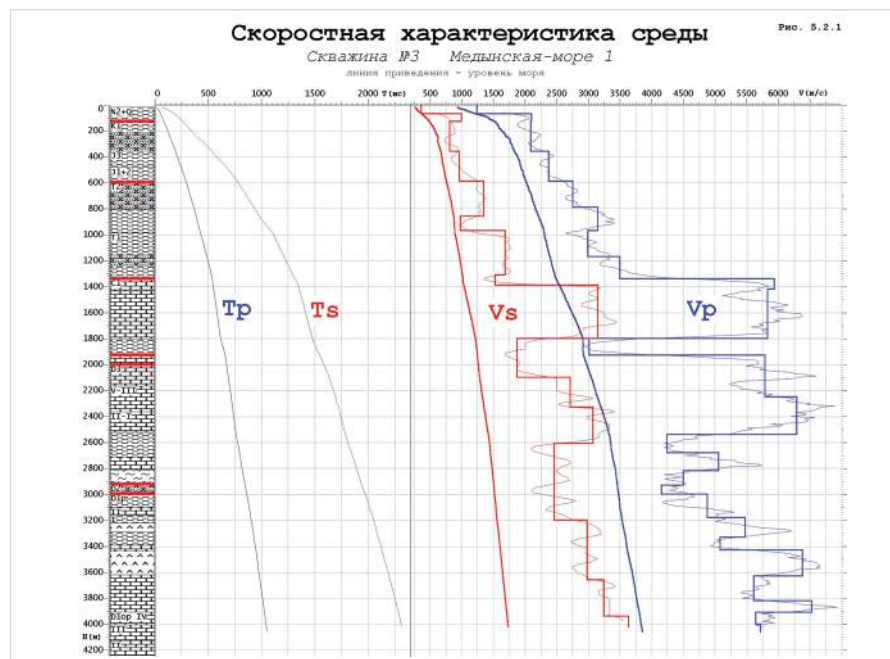


Рис. 5 — Скоростная характеристика среды ПВ-1 скв. №3 Мединская-море-1

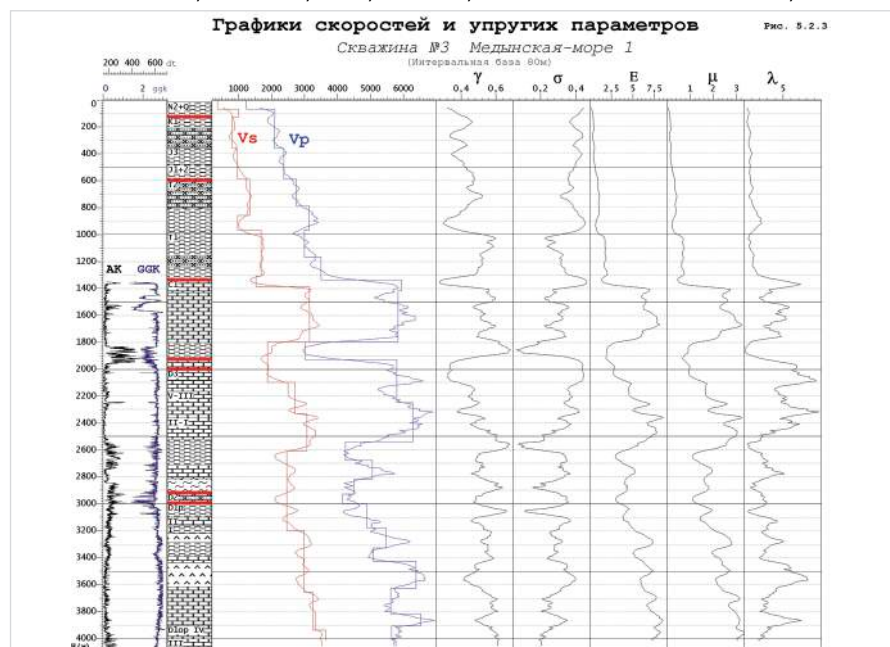


Рис. 6 — Упруго-деформационные модули среды ПВ-1 скв. №3 Мединская-море-1

профилях. Для более глубоких отложений, ниже девона (4270 м и глубже) характерно резкое осложнение сейсмической записи, отсутствие на временном разрезе в районе скважины № 3 Медынская-море-1 устойчивых отражений на профиле ОГТ, так как скважина оказалась в области разрывных нарушений, а складка образована боковым сжатием. В тоже время на вертикальном профиле выделяется еще ряд динамически выраженных продольных отраженных волн. В более глубокой, нижней части разреза, как на вертикальном, так и горизонтальном профиле МОВ ОГТ наблюдаются коротко протяженные отражающие элементы, радиус корреляции которых не превышает 200–300 м.

Скоростные и упруго-деформационные модули среды

Возможность одновременного определения скорости Р и S волн является одной из важнейших особенностей поляризационного метода. Полученные данные свидетельствуют о том, что изменения скоростей продольных и поперечных волн находятся в тесной связи с литологией пород (рис.5). Скорости распространения сейсмических волн закономерно увеличиваются с глубиной. Верхняя часть разреза, сложенная осадками разновозрастных пород (глубины от дна моря до 1370 м) и охватывающая нижнемеловые отложения вплоть до триасовых — характеризуется пластовыми скоростями продольных волн (V_p) от 2150 м/с до 3500 м/с. На границе нерасчлененных пермь-среднекарбоневских известняков отмечается резкое увеличение пластовых скоростей продольных волн до 5900 м/с. Глубже (интервал глубин 1370–2520 м) значения скоростей продольных волн остаются высокими 5800–6300 м/с, связанными с переслаиванием разнородных отложений плотных известняков, песчаников и доломитов, за исключением интервала 1834–1957 м, приуроченного к бобриковскому ярусу карбона, сложенного глинами, аргиллитами.

Можно отметить, что девонская толща осадков отмечается высоким уровнем величин пластовых скоростей продольных волн, максимальные значения которых составляют 5800–7000 м/с. На глубинах 2520–3900 м, представленных породами верхнего, среднего и нижнего девона, скорости продольных волн постепенно возрастают от 4250 м/с до 7100 м/с. В отложениях предположительно силура скорости V_p уменьшаются, но продолжают оставаться высокими — более 5500 м/с. Примерно такой же характер изменения скоростей наблюдается для поперечных волн (V_s). Скорости V_s в терригенных отложениях неоген-триаса, представленных песчано-глинистыми и алевролитовыми породами, изменяются от 850 м/с до 1700 м/с. На кровле пермь-карбонских отложений, сложенных плотными карбонатами, скорости V_s увеличиваются до 3300 м/с.

В нижней части карбона, в глинисто-алевролитовых отложениях, скорости поперечных волн резко уменьшается до значений 1800 м/с, а затем возрастают до 2700 м/с в верхнедевонских известняках. Начиная с глубины 2100 м в девонских отложениях, сложенных карбонатами, скорости V_s

постепенно увеличивается до 3650 м/с.

В целом, разные глубины залегания разновозрастных пород с различными литологическим составом определяют значительные изменения скоростей по разрезу: $V_p = 2100–7100$ м/с, $V_s = 800–3350$ м/с.

Упруго-деформационные модули среды.

Совокупность упругих параметров и их корреляционное прослеживание является источником сведений о локальных изменениях геологического разреза в пространстве (рис. 6). Минимальные значения γ (0,32) наблюдаются в неоген-четвертичных отложениях. Здесь отмечается максимальные значения коэффициента Пуассона — $\sigma = 0,44$. Изменения параметра γ в терригенном, преимущественно в глинисто-алевролитовом разрезе мела-юры с прослоями песчаников характеризуется увеличением параметра γ до 0,47 и уменьшением параметра σ до 0,35. Еще более высоким уровнем значений γ до 0,56 отмечается отложения

триаса, где величина коэффициента Пуассона на отдельных участках составляет 0,22–0,24, что отражает эффект гравитационного уплотнения с глубиной терригенных отложений.

Литологостратиграфические границы также проявляются в параметрах упругости. В частности, в интервале глубин 1370–1900 м значения γ возрастают до 0,67, а значения коэффициента Пуассона соответственно уменьшаются до 0,10–0,12, обусловленные по всей видимости, особенностями литологии и, в меньшей, степени давлением вышележащих осадков. Повышенными значениями γ характеризуются карбонатные отложения девона ($\gamma = 0,48–0,6$). В ангидритово-доломитовой толще Лохковского яруса значения γ уменьшается до 0,41.

Сопоставление модулей упругости (Е) и сдвига μ с параметрами γ и σ (рис. 6) показывает, что повышенным значениям γ и пониженным σ соответствуют повышенные значения модулей упругости и сдвига.

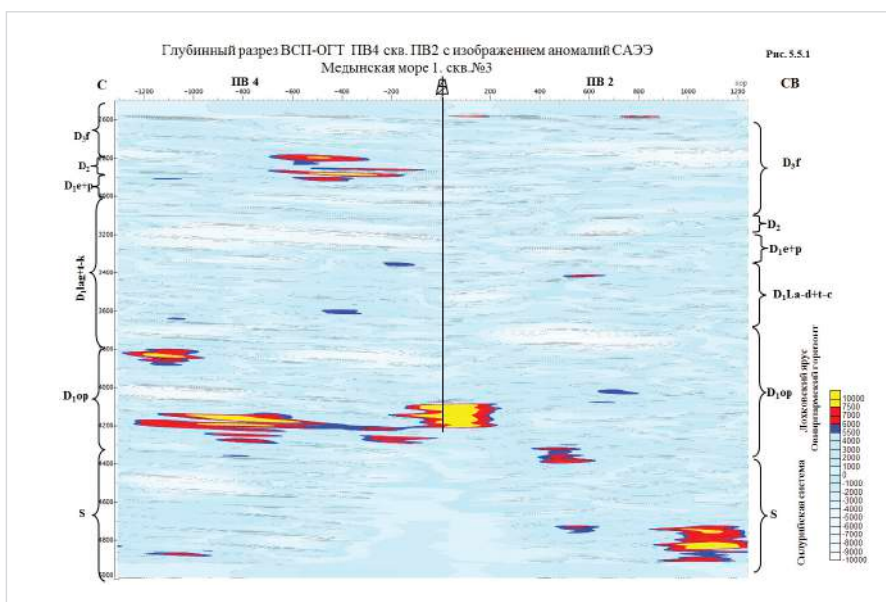


Рис. 7 — Разрез распределения аномалий САЭЭ-анализа по профилю ПВ-4- скв. -ПВ-2

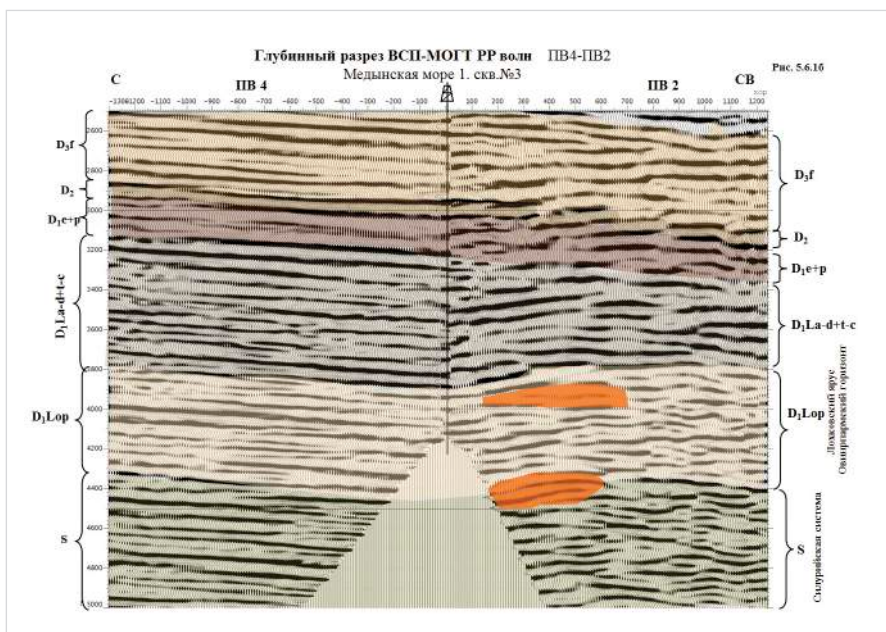


Рис. 8 — Глубинный разрез ВСП II-II PP-волны с выделенными перспективными объектами. скв. №3 Медынская-море-1

Очевидно, что с увеличением нагрузки вышележащих слоев уменьшается пористость пород и происходит их уплотнение. Это приводит к уменьшению с глубиной коэффициента Пуассона и увеличению модулей Юнга. При этом литология пород оказывает определяющее влияние на упругие свойства пород. Еще более тесная связь литологии пород с другими характеристиками среды отмечается на графиках, полученных с использованием интервальных скоростей (рис. 6). Здесь практически по всем параметрам выделяются границы смен литологии пород.

Значительный интерес представляют интервалы вскрытого разреза, связанные с нефтенасыщением, на глубинах 1400–1565 м.

Прогноз нефтегазонасыщения в аномалиях САЭЭ

Для прогноза УВ в околоскважинном пространстве и глубже забоя скважины № 3 Медынская-море-1 были привлечены материалы сейсморазведки 3Д (профиль 1259) и профили ВСП-ОГТ различной протяженности. Качество исходных данных оценивалось как приемлемое для обработки на основе САЭЭ-анализа. [3,4]

На рис. 7 выделяются основные интервалы аномальных значений САЭЭ, приуроченные ко времени регистрации отражений, относимых к овинпармскому горизонту (на скважине). Стратификация полученных аномалий САЭЭ во вскрытом разрезе не встречает трудностей. Величина аномалий, их протяженность и увязка с другими результативными материалами допускает возможность их площадного распространения.

Все выделенные аномалии распределяются в плоскости исследуемых интервалов в виде одно, двух или многопластовых залежей с резко-различными углами несогласия структурных планов в полях САЭЭ и в волновых полях разрезов ВСП-ОГТ и МОВ ОГТ.

Комплексная интерпретация данных ГИС и ПМ ВСП и МОВ ОГТ для изучения коллекторов и нефтенасыщения в околоскважинном пространстве

В результате обработки данных вертикального профилирования из трех пунктов наблюдения изучены параметры поляризации, четко расчленяющие вскрытые скважиной осадочные образования. Характер расчленения разреза по параметрам поляризации в до глубины 3200 м, в целом, согласуется с материалами ГИС.

В нижней части разреза, в интервале глубин 3200–3800 м, по графикам эллиптичности отмечаются ряд аномальных интервалов. Нестабильность характера изменения эллиптичности по различным ПВ свидетельствует о весьма сложном строении разреза, примыкающего к скважине.

Интервал глубин 3900–4100 м по углам с вертикалью и параметру эллиптичности является неоднородным, вероятно с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Рассмотрим строение околоскважинного пространства по профилям ПВ-скважина (разрезы ВСП).

По непродольным наблюдениям ПМ ВСП получены два сечения через глубоководную скважину. Профиль I – I освещает строение геологических границ на удалениях от 600 м до 1200 м в окрестности скважины. Глубина исследования 2500–5000 м. В северо-восточном направлении отмечаются изменения динамических особенностей записи, обусловленные тектоническими нарушениями различной амплитуды.

По направлению ПВ2-ПВ3 в интервале глубин 2900–3000 м мощности песчаников (D2?) увеличиваются на удалении 500–700 м от скважины. Более четко выраженная аномалия выделяется на глубинах 4250–4500 м в 400–600 метрах северо-восточнее скважины.

По профилю II – II (рис. 8) в северо-западном направлении до удалений 1300 м наблюдаются моноклинальное воздымание отражающих границ без каких-либо нарушений. Сейсмофациальные особенности изучаемых осадков (2500–5000 м) в этом направлении существенно не меняются. По профилю ВСП-ОГТ прослеживаются зоны нарушений и общее погружение отражающих

границ в южном направлении, там же отмечаются четкие изменения сейсмофаций. Первая благоприятная зона выделяется над песчаниками D2?, (глубины 2400–3000 м), на удалении 300–600 метров. Нижняя часть песчаников на удалении от ствола 200–250 м могут образовать самостоятельную литологическую ловушку на глубине ~ 3080. Внутрiformационные изменения в направлении ЮЗ по профилю ВСП ОГТ наблюдаются в карбонатном комплексе D1SK и D1 ор ярусов, здесь возможно улучшение коллекторских свойств известняков на глубинах 3700–3800 м на удалении от скважины 300–500 метров. Вторая зона приурочена к IV – III пачкам овинпармского яруса, предполагается на удалении 150–300 м от скважины в интервале глубин 4000–4100 м. Ниже, на глубинах 4100–4250 м, относительно благоприятные условия намечаются на удалении 300–600 м от скважины. По наблюдениям ПМ ВСП получены также глубинные и временные разрезы PS волн. На разрезах PP и PS волн выделены и отождествлены пять сейсмических горизонтов, приуроченных к глубинам в интервале 3700–4700 м. Горизонты I и II характеризуют карбонатные формации на глубинах 3670–3870 м, II – III овинпармскую свиту (IV – II пачки) на глубинах 3870–4200 м, сейсмические горизонты III – IV и IV – V освещают особенности не вскрытой части разреза на глубинах 4200–4600 м.

Рассмотрим графики распределения γ_t и σ_t коэффициента Пуассона по профилям скважина – ПВ-4, скважина – ПВ-2. В интервале I – II карбонатные осадки по ПЗ4 от скважины до 700 м на СЗ практически не меняют свойств, графики отличаются стабильными значениями. В северо-восточном направлении наблюдается некоторое уменьшение значений γ_t , свидетельствующее об отсутствии УВ насыщения на удаленных до 600 м от ствола скважины. Для интервала II – III (овинпармская свита/на СЗ до 700 м) по графикам γ_t и коэффициенту Пуассона характеристика разреза не изменяется. В СВ направлении наблюдается положительная аномалия γ_t и отрицательная аномалия по коэффициенту Пуассона в пределах 300–600 м от скважины, указывающая на более благоприятные условия по карбонатам овинпармского яруса с возможным УВ насыщением.

Интервал на глубинах 4400–4600 м охарактеризован сейсмическими горизонтами IV – V по PP и PS волнам. Графики γ_t и коэффициента Пуассона на СЗ от скважины характеризуются стабильным поведением, тогда как в СВ направлении значения γ_t на удалении 300–600 м возрастают до величины 0,63, т.е. увеличиваются на 0,2 единицы, указывая на возможное наличие УВ насыщенного интервала.

По параметру поглощения исследуемый разрез достаточно четко реагирует на изменения литологического состава пород. В районе нефтенасыщенных известняков серпуховского яруса и окского горизонта нижнего карбона на глубинах 1400–1450 м и 1530–1570 м наблюдаются изменения в характере поведения графика $a_{p(h)}$ эф, связанные нефтегазонасыщением в этих интервалах разреза. На глубинах свыше 2031 м в толще девонских отложений каких-либо

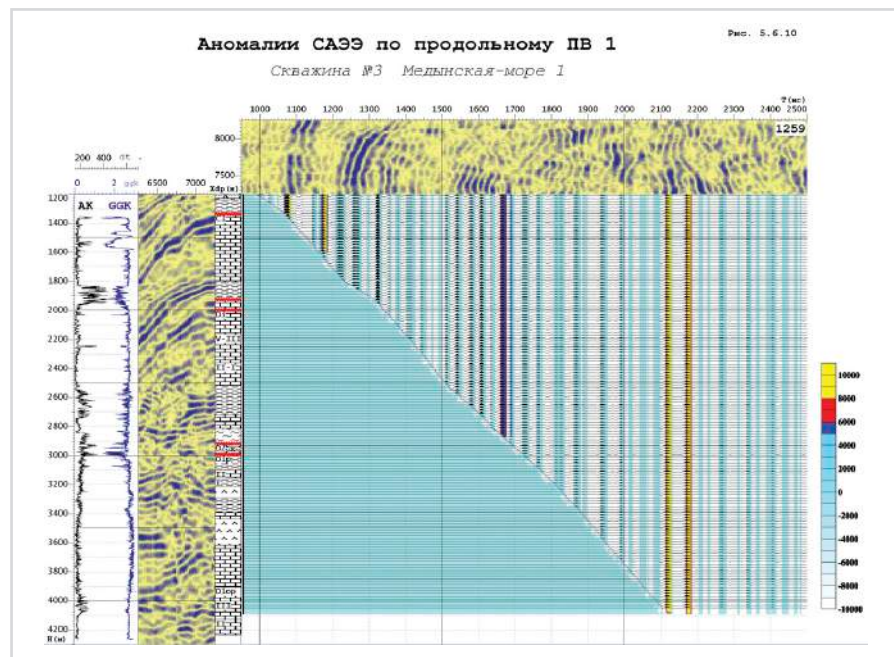


Рис. 9 — Аномалии САЭЭ ближнего ПВ. Скв. №3 Медынская-море-1

существенных аномалий $a_{p(n)}$ эф не встречается. Отсутствие аномалий $a_{p(n)}$ эф в этих отложениях из непродольных ПВ 2,3,4, за исключением ПВ-1, свидетельствует о сложности развития зон разуплотнения пород, которые сравнительно четко проявляются на графиках разности смещений в соседних точках $d\varphi(n)$.

По всем графикам $\varphi(n)$ из различных ПВ отмечаются аномальные значения углов φ , связанные с изменением литостратиграфических свойств геологического разреза. При повышении анализируемой частоты увеличивается детальность расчленения разреза. Практически на всех графиках отмечаются границы смен литологии пород.

Наиболее наглядно нефтегазонасыщение находит свое подтверждение в независимых упруго-деформационных модулях среды в $\gamma = V_p/V_s$, σ — коэффициент Пуассона, в аномалиях энтропии и энтальпии, определенных по наблюдениям ПМ ВСП.

На представленном рис. 9 аномалии САЭЭ подтверждаются на нескольких уровнях и связаны с песчаниками нижнего триаса, серпуховского и визейских ярусов нижнего карбона. Они нашли свое подтверждение в результате выполненных испытаний. В нижней части аномалии САЭЭ приурочены к глубинам 4100–4200 м к овинпармскому горизонту нижнего девона. В более глубоких отложениях они находят свое отражение в толще, предположительно силура на глубинах 4400–4600 м. Эти результаты коррелируются с материалами по САЭЭ-анализу на непродольных наблюдениях ПМ ВСП.

Таким образом, по совокупности всех данных, можно заключить, что месторождение Медынь-море является многопластовым,

нарушенным блоками, которые возможно являются нефтенасыщенными.

Итоги

Полученные временные разрезы РР и PS волн подтвердили целесообразность выполнения непродольных наблюдений ПМ ВСП с целью изучения околоскважинного пространства.

Выводы

В результате выполненных исследований ПМ ВСП в скважине №№ 3, 4 Медынь-море изучены состав волнового поля, скорости и упруго-деформационные модули среды, коэффициент поглощения, параметры поляризации сейсмических волн, аномалии САЭЭ и особенности строения околоскважинного пространства. Наблюдениями ПМ ВСП на месторождении Медынь-море подтверждено, что волновое поле представлено волнами различного типа и природы (РР, PS, и др.).

Из совместной обработки и интерпретации РР и PS волн установлено:

- 1) В исследуемой скважине зарегистрированы отражённые РР и PS волны от всех основных границ и осуществлена их стратиграфическая привязка;
- 2) Прогноз акустической жесткости ниже забоя скважины позволил продлить кривую скоростей продольных волн ниже забоя скважины на 500 м, т.е. примерно до глубины 4600–4800 м;
- 3) Наблюдениями ПМ ВСП получены временные разрезы РР и PS волн, отличающиеся более высокой разрешенностью записи, чем на профилях МОВ ОГТ, и прогнозные разрезы параметров γ и σ , указывающие на возможное нефтенасыщение

перспективных объектов;

- 4) Применение САЭЭ-анализа подтвердило ранее выявленные аномалии нефтенасыщения во вскрытом разрезе в отложениях овинпармского горизонта и глубже;
- 5) Проведенными работами показана целесообразность выполнения непродольных наблюдений ПМ ВСП. Построенные по ним временные и глубинные разрезы РР и PS волн, отличаются от разрезов МОВ ОГТ своей разрешенностью и информативностью, наличием объектов, характеризующихся высокой перспективностью;
- 6) Результаты исследования упруго-деформационных модулей среды (V_p , V_s , γ , σ и др.) согласуются между собой, что характеризует надежную достоверность их получения.

Важным геологическим результатом является обнаружение присутствия в нарушенных зонах нефтенасыщенных объектов, что позволяет рекомендовать продолжение работ в морских скважинах с извлечением данных, которые в морской сейсморазведке не могут быть получены.

Список используемой литературы

1. Гальперин Е.И. Поляризационный метод сейсмических наблюдений. М.: 1977. 279 с.
2. Мирзоян Ю.Д. Источники упругой энергии и возбуждение сейсмических волн при наблюдениях ВСП на море // Геология, геофизика и обработка нефтяных месторождений. 2000. № 9. С. 22–28.
3. Патент № 2117317. Способ скважинной сейсморазведки для прямого прогноза нефтегазовых залежей от 20.03.1998.

ENGLISH

GEOPHYSICS

The study of geological sections in the offshore wells using GIS, PM, VSP, reflection CDP (for example, the well number 3 Medynskoe-sea — 1)

UDC 550.3

Authors:

Yuriy D. Mirzoyan — ph.d., deputy director general¹;

Viktor Y. Oyfa — ph.d., head of gas gathering stations¹;

¹Neftegeofizpribor, Krasnodar, Russian Federation

Abstract

The paper describes a system of observations, methods and techniques of VSP fieldwork polarization, the results of processing of materials, the possibility of studying the geological section in the vicinity of the well using isolated longitudinal and transverse waves exchange and the resulting characteristics of the medium — gamma γ , Poisson σ , as well as a seismic anomaly entapy and entropy associated with the oil and gas saturation in the sediments Ovinparn

horizon of the Devonian and deeper.

Materials and methods

VSP seismic records, longitudinal wave

Results

The resulting time sections of PP and PS waves have confirmed the feasibility of performing broadside PM VSP observations to study the borehole environment.

Conclusions

An important result is the discovery of geological presence in the disturbed areas of oil-saturated objects, which allows us to recommend the continuation of work in the offshore wells with extraction of data that a marine seismic survey can not be obtained.

Keywords

polarization, speed, three-component recording time sections of PP and PS waves, the elastic characteristics

References

1. Gal'perin E.I. *Polyarizatsionnyy metod seysmicheskikh nablyudeniy* [Polarization method of seismic observations]. Moscow: 1977, 279 p.
2. Mirzoyan Yu.D. *Istochniki uprugoy energii i vozbuzhdenie seysmicheskikh voln pri nablyudeniyakh VSP na more* [Sources of the elastic energy and the excitation of seismic waves in the observations of the WWW at sea]. *Geology*,

geophysics and processing of oil fields, 2000, issue 9, p. 22–28.

3. Патент № 2117317. Borehole seismic method for the direct prediction of oil and gas deposits on 20.03.1998.

Сейсморазведка вчера, сегодня, завтра

А.В. Николаев

главный научный сотрудник¹
nikavs1@gmail.com

¹Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

Сейсмология и сейсморазведка в течение 100 лет развиваются параллельно. Сейсмология ориентирована больше на решение физических основ метода, сейсморазведка — на решение практических задач, связанных с поиском и разведкой полезных ископаемых. В середине прошлого века в Институте физики Земли был организован Отдел физических основ сейсморазведки, внедривший новые физические принципы, развитые в сейсмологии, в сейсмическую разведку. В настоящее время многие физические и методические результаты прошлого, оказались невостребованными промышленной сейсморазведкой. В ближайшем будущем достижения прошлого будут восстановлены, а отдаленное будущее связано с развитием новых физических основ, внедрением достижений физики, коренным изменением методики исследований, задач и приоритетов, экономики и политики поиска и разведки, государственных отношений.

Материалы и методы

Экспериментальные данные исследования волновых полей и связей между геофизическими полями, эффекты нелинейности, активности и временной изменчивости реальных сред.

Ключевые слова

поле продольных и поперечных волн, иерархическая неоднородность, нелинейность активности реальных сред, флуктуации амплитуд и фаз

Начало сейсморазведки, физические предпосылки

Конец 19 века отмечен созданием инструментальных методов исследований. После Великого японского землетрясения Мино-Овари 1891 года в Японии сейсмолог К. Имамура сделал попытку выявить изменения скоростей сейсмических волн перед сильными афтершоками, используя наблюдения на трех сейсмологических станциях. Свой метод он назвал «Сейсмическая триангуляция», по сути, это первое исследование упругих нелинейных свойств земной коры.

В 1896 году итальянский сейсмолог Д. Росси, в обсерватории Рокадиапа на склоне Везувия создал высокочастотный регистрирующий сейсмический канал на основе угольного микрофона и угольного телефона для прослушивания эндогенных шумов. По его описанию, шумы отличались удивительным разнообразием — удары, скрипы, шумы разной частоты и интенсивности. Росси высказал предположение, что эти шумы могут быть использованы для изучения вулканических процессов и прогноза извержений Везувия.

В 1907 году немецкие ученые Г. Герглотц и Э. Вихерт предложили метод определения скоростей сейсмических волн по годографам первых вступлений для сферической модели скорости, зависящей только от глубины.

В 1910 году академик Б.Б. Голицын обратил внимание на 4-5-секундные микросейсмы на сейсмической станции Баку. Он предположил, что они связаны с месторождениями нефти и высказал мысль об их использовании для сейсмологической разведки.

Начало промышленной сейсморазведки

Немецкий геофизик Л. Минтроп во время первой мировой войны занимался определением координат взрывов при артиллерийской стрельбе по данным о приходе волн на сейсмические станции. В 1919 г. он запатентовал метод первых вступлений для изучения среды преломленными на границах слоев продольными волнами. Этот год можно считать началом промышленной сейсморазведки в СССР.

В 1923 году В.С. Воюцкий предложил и запатентовал в СССР метод отраженных волн сейсморазведки, метод группового приема и создал электронные устройства-смесители для их выделения на сейсмограммах. В дальнейшем развитии идей группового приема Л.А.Рябинкиным был создан метод РНП — «радионаправленного приема», который в разных модификациях применяется в сейсморазведке и теперь.

Нефтяная сейсморазведка до 1940 года использовала преломленные отраженные волны, лучевые модели их распространения.

В 1940 г. Е.В. Карусом, М.К. Полшковым и Ю.В. Ризниченко были проведены опыты изучению поперечных волн с использованием «молотковой сейсмики» и трехкомпонентных сейсмоприемников, схем наблюдений ХХ, YY и ZZ. Эти исследования положили начало широкому применению поперечных волн в сейсморазведке.

В 1933 г. вышла первая книга-учебник по сейсморазведке для вузов П.Т. Соколова.

Метод сейсморазведки основывается на классической теории упругости и лучевых законах распространения сейсмических волн в геологических средах. В следующем году вышла книга по сейсморазведке Г.А. Гамбурцева и Б.Б. Дерягина, содержащая изложение методики, основанное на представлениях о распространении сейсмических волн в поглощающих средах, элементы теории регистрирующей аппаратуры.

Заметным событием развития методов интерпретации годографов сейсмических волн в однородно-слоистых средах явился метод полей времен Ю.В. Ризниченко, основанный на лучевом методе расчетов. В дальнейшем, в 1956 г. он распространил идеи лучевого метода на поля амплитуд сейсмических волн, по сути, тот метод открывал возможность существенного повышения эффективности исследования сложно-построенных сред, обобщения на случайно-неоднородные среды. Ю.В. это знал, но не сделал.

Дальнейшее развитие лучевого метода связано с именами, Г.И. Петрашеня, А.С. Алексеева, Б.Я. Гельчинского в ЛОМИ, Н.В. Зволинского и его группы в ИФЗ создавшими метод «динамической сейсмики», алгоритмы решения прямых динамических задач для объемных волн в однородно-слоистых средах.

В середине 40-х годов прошлого века встает новая актуальная задача, изучение сложно построенных метаморфических сред, поиск и разведка урана. А.Г. Гамбурцевы и И.С. Берзон для решения этой задачи разрабатывают основы высокочастотной сейсмики, поначалу секретной темы. И.С. Берзон позже обобщает результаты в книге «Высокочастотная сейсмика», изданной в 1957 году. В дальнейшем метод детального исследования динамических особенностей записей сейсмических волн, по сути, основы нового метода интерпретации и морфологии сейсмического волнового поля, развиты в ИФЗ и изложены в монографии И.С. Берзон, И.Н. Парийской с С.П. Стародубровской «Динамические характеристики сейсмических волн», 1965 г. Обе книги обозначили новый перспективный подход к интерпретации сейсморазведочных данных сложно построенных сред, но прошли малозамеченными.

В 1955 году выходит обобщающая монография Г.А. Гамбурцева и сотрудников отдела сейсморазведки ИФЗ «Корреляционный метод преломленных волн», по существу, эта книга как «Съезд победителей» отмечает достигнутые успехи метода, но обозначенные перспективы нечетки и спорны.

Ключевые слова «Сейсмологии вчера»: МОВ, ОГТ, КМПВ, Лучевая сейсмика, 1Д и 2Д сейсморазведка, тонкослоистые среды, По сути, в прошлом остались и имена замечательных ученых-сейсморазведчиков Г.А. Гамбурцева, И.С. Берзон, А.М. Епинатьевой, Л.А. Рябинкина, М.К. Полшкова, И.И. Гурвича, Н.Н. Пузырева, Г.И. Петрашеня и многих других.

«Сейсморазведка вчера» заканчивается в марте 1983 совещанием Совета по разведочной геофизике под руководством Урупова.

Этот совет рассмотрел новые идеи, частично заимствованные от сейсмологии,

частично полученные с помощью вибрационного источника сейсмических волн. Итог этого совещания выражен словами М.И. Рапопорта «я пришел сюда оппонентом, а ухожу сторонником новых идей».

В общем, сейсморазведка следовала идеям начала века, лучевой сейсмики, Л. Минтропа и В.С. Воюцкого, Г.А. Гамбурцева и Ю.В. Ризниченко.

Предтечи сегодняшней сейсморазведки и сейсморазведки сегодня

В 50–60-х годах Г.А. Гамбурцев, Ю.В. Ризниченко, Е.И. Гальперин, Н.А. Караев, советские сейсмологи и сейсморазведчики ИФЗ АН СССР выступили с новыми идеями.

Сначала несколько слов о Е.И. Гальперине: он одновременно и созидатель нового и разрушитель собственных замечательных результатов. Г.А. Гамбурцев и Е.И. Гальперин получили первые результаты по эндогенным микросейсам и сейсмической эмиссии — Гальперин вскоре от них отказался. Они вместе начали КМИЗ «корреляционный метод изучения землетрясений», после смерти Г.А. Гамбурцева Е.И. Гальперин закрыл это направление как ненужное. Е.И. Гальперин обнаружил необычные аномалии спектров отраженных волн от границ нелинейных сред и сам же от них отказался, «так не может быть», что-то, стало быть, неверно. Е.И. Гальпериным сказаны замечательные слова-афоризмы «на каждой сейсмограмме достаточное количество волн, чтоб оправдать любую предвзятую идею», а также «мутность — это мера нашего незнания среды».

«Сейсморазведка сегодня» родилась как сплав идей сейсмологии и разведочной геофизики. В 1970–1990 гг. под влиянием сейсмологии, с одной стороны, атмосферной акустики и радиофизики с другой, а в институтах АН СССР, ИФЗ, ИЭФ (Горький), НИРФИ (Горький) проводятся научно-исследовательские работы по изучению нелинейных явлений в широком классе проявлений: нелинейная упругость, тензо- и виброчувствительность,

структурная чувствительность, сейсмоакустическая эмиссия горных пород, связь между физическими полями различной природы, временная изменчивость геофизических полей, новые геофизические эффекты. Многие новые фундаментальные результаты опубликованы А.В. Николаевым и И.Н. Галкиным в семи книгах под общим названием «Нетрадиционная геофизика», 1984–2003 гг.

М.А. Садовским и его учениками обоснована новая физическая концепция «Геофизической среды», сформулирован ее символ веры.

1980–1990 годы — это расцвет сейсморазведки и всей разведочной геофизики. Промышленная геофизика неохотно принимает новые идеи.

Новые ключевые слова и понятия разведочной сейсмики и геофизики: временная изменчивость и 4Д, геофизическая активность среды (сейсмоакустическая и электромагнитная), взаимодействие полей, наведенные эффекты, виброчувствительность и тензочувствительность горных пород, принцип эмерджентности и гомеостаз, мерцающие эффекты, флуктуации амплитуд и фаз волн, интервалы продольной и поперечной корреляции, каустки, самоорганизованная критичность, и еще многое другое.

Перестройка катастрофически повлияла на разведочную геофизику, сейсморазведку, состояние научных исследований в Академии наук и всей геологической отрасли промышленности. Открылись двери зарубежным компаниям и идеологиям. Через Комиссию РАН по лженауке и другими путями осуществляются деятельность агентов зарубежного влияния.

1990–2014 годы — регресс разведочной сейсмики. Конференция по сейсморазведке, состоявшаяся в ИФЗ 19–23 мая 2014, отметила победу «геофизики вчера». Ключевые слова докладов и вопросов показали полный откат на позиции 1980 года, прикрываемый компьютеризацией. Геологические основы разведочной сейсмики показали слабое

понимание заказчиками существа решаемых задач, безразличие исполнителей-геофизиков к полученным результатам. Девиз конференции «Назад, к Берзон» хороший, но надо понимать не только идеи и мысли И.С. Берзон, но и ошибки постановки задачи исследования тонкослоистых сред, которыми занимался отдел сейсморазведки ИФЗ в последние годы ее жизни.

Геофизика и сейсморазведка завтрашнего дня, ближнего будущего

Задачи сегодняшнего дня — это, прежде всего восстановление утерянного и забытого. Необходимо развитие геологических основ сейсмической разведки, которое требуют решения задачи разведочной сейсмики, связанные с поисками сложных объектов, добычи сланцевых углеводородов, изучения субвертикальных неоднородностей и широкого использования «пассивной сейсмики» с использованием микросейсм и волн от землетрясений.

Для решения задач стоящих сегодня перед сейсморазведкой и разведочной геофизикой, требуется создание федеральной научно-технической программы, ориентированной на развитие прорывных направлений и опирающихся на научно-технические достижения последних лет.

Итоги

Количественные характеристики нелинейности, активности, временной изменчивости среды.

Выводы

Продолжение исследований реальных физических свойств геологических сред и процессов их эволюции.

Список используемой литературы

1. Сейсмические свойства неоднородных и мутных сред. Москва: Наука, 1973. 208 с.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Seismic exploration: yesterday, today and tomorrow

UDC 550.3

Authors:

Aleksey V. Nikolaev — chief researcher¹; nikavs1@gmail.com

¹institute of physics of the earth O. Schmidt, RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract

The seismology and seismic prospecting within 100 years develop in parallel course. The seismology is more focused on making decisions of physical bases of a method, seismic prospecting on the solution of the practical tasks connected with survey and investigation of minerals. In the middle of the last century at Institute of physics of the Earth the Department of physical bases of the seismic prospecting was found, introduced the new physical principles developed in seismology, into seismic investigation. Nowadays many physical and methodical results of the past were forgotten by industrial seismic prospecting. In the

nearest future achievements of the past will be restored, and the long-term future will be connected with development of new physical backgrounds, introduction of achievements of physics, a basic change of a technique of researches, tasks and priorities, economy and politics of survey and investigation, and the state relations.

Materials and methods

Experimental data from a study of the wave fields and the relationships between geophysical fields, the effects of nonlinearity, activity and temporal variability of real-world environments.

Results

Quantitative characteristics of nonlinearity, activity, temporal variability of the environment.

Conclusions

Continued studies of real physical properties of geological environments and processes of their evolution.

Keywords

field of longitudinal and transverse waves, hierarchical heterogeneity, non-linearity of real media activity, fluctuations in the amplitude and phase

References

1. *Seismicheskie svoystva neodnorodnykh*

i mutnykh sred [Seismic properties of inhomogeneous and turbid media].

Moscow: Nauka, 1973, 208 p.

ПИТЦ «Геофизика»: Качество сейсморазведки — это люди, менеджмент и техника

Предприятия Пермского края играют заметную роль в отечественном нефтегазовом сервисе. Специализированный Пермский инженерно-технический центр «Геофизика» (ПИТЦ «Геофизика») ГК «Нефтьсервисхолдинг» по праву считается одним из лидеров отрасли по кадровому составу и техническому оснащению. Накануне Дня нефтяника мы встретились с руководителем сейсморазведочной экспедиции ПИТЦ «Геофизика» Валерием Старобогатовым.

В первую очередь, конечно же, хочется узнать — почему выбор компании пал именно на Вас? Какой путь надо пройти, чтобы возглавить экспедицию, с которой, по сути, начинается нефтегазовая отрасль страны?

— Рассматривать сейсморазведку как одно из направлений своего бизнеса ГК «Нефтьсервисхолдинг» начала с 2007 года (почти сразу с вхождением ПИТЦ «Геофизика» в Группу). Был произведен определенный мониторинг рынка, проведен ряд консультаций со специалистами. И выбор территории для работы сразу пал на Сибирский регион — он является самым перспективным в плане геологоразведки.

Учитывая тот факт, что я долгое время проработал в ОАО «Тюменьнефтегеофизика», хорошо знаю сибирский регион, руководство ГК пригласило меня в 2008 году возглавить это направление. А в целом, после Пермского госуниверситета, свой трудовой путь начинал в «Тюменьнефтегеофизика» в должности техника-геофизика. Через год стал начальником сейсмоотряда Нижневартовской экспедиции. В 2000 году практически с нуля организовал сейсморайон №15 в Уватском районе, а через год в Эвенкии — сейсморайон №16. С 2005 по 2008 год занимал должность заместителя директора по производству в «ТЕЛЛОЙЛ-Тюмень».

Сейсморазведочная экспедиция имеет стабильную загрузку, при довольно высокой конкуренции в этой среде. В чём секрет?

— Выходя на рынок сейсморазведки мы объективно не могли предложить заказчикам какие-то свои технические ноу-хау, да и смысла в этом не было. Поэтому изначально была поставлена задача сделать предприятие таким, чтобы оно было привлекательно со всех сторон. Как с точки зрения заказчиков, так и с точки зрения работников, которые на нем работают.

Наши заказчики — это более чем известные компании, которые нацелены на получение качественного результата и щепетильно относятся к выбору подрядчиков, особенно в ключевых направлениях. А наша специализация для них имеет как раз принципиальное

значение, поэтому «подкупить» их могли только высоким качеством своей работы. И я полагаю, что нам удалось, что можно считать самым важным итогом за 6 лет деятельности экспедиции.

«Высокое качество работ» — это расхожее понятие. Его часто приходится слышать. Что оно означает в случае с Вашей экспедицией?

— Качество работы состоит из трех составляющих: система менеджмента (организация), мотивированные и подготовленные кадры и качественное оборудование.

Кстати, ПИТЦ «Геофизика» — единственный из 15 компаний ГК, который имеет все три стандарта на соответствие международным стандартам по качеству, экологии, охраны здоровья и безопасности.

Очень важно наладить сам производственный процесс: без сбоев, ритмичный, хорошо отлаженный, чтобы каждый человек на своем месте понимал, что он делает и перед кем несет ответственность. У заказчика не должно возникать никаких проблем, тогда он будет всегда возвращаться к нам. Работы должны выполняться в срок, чаще всего даже с опережением графика, утвержденного заказчиком. Конечно, производства без каких-либо срывов не бывает, но нужно делать выводы и исправлять ситуацию так, чтобы заказчику не было необходимости каждый раз вклиниваться в производственный процесс, чтобы что-то улучшить.

И мы постоянно стремимся придумывать какие-то новые методики для того, чтобы улучшить именно этот показатель. В этой связи можно отметить одну организационную деталь — чтобы снизить возможные простои непосредственно в полевом сезоне, связанные с выходом из строя спецтехники и оборудования, были введены подготовительные этапы в летний период, независимо от того, есть уже заключенный с заказчиками контракт или нет. Это риски предприятия, но, как показала практика, затраты окупаются тем, что при выполнении работ количество простоев у нас минимальное, и выход техники на линию выше 90%.



Есть ещё один нюанс. В отличие от наших коллег, чьё руководство находится в Москве и решения принимаются месяцами, нам гораздо проще решать вопросы с централизованным закупом, например, запчастей. Мы в этом плане гибче, более мобильны. И менее затратны, т.к. при правильной организации труда и техники и людей надо меньше. А результат тот же.

Также мы ввели у себя правило: каждая бригада топогеодезического отряда работает непосредственно с инженером-геодезистом. И каждый шаг выполняется непосредственно со съемкой под прибор, когда работают 2D и 3D. Мы не оставляем без осуществления контроля и руководства ни один производственный цикл. Ещё одна новация — каждые две буровые бригады работают непосредственно под руководством одного инженера буровзрывных работ. Таким образом, мы не оставляем без осуществления контроля и руководства ни один производственный цикл.

А как заказчик определяет, качественный ли материал вы ему предоставляете?

— Как известно, в нашей отрасли есть такое понятие, как акт окончательной приемки материала. До оформления этого акта непосредственный контроль на месте работы осуществляется представителями заказчика — супервайзерами. По окончании работ, после того, как мы сдадим на обработку весь материал, производится технический совет с участием представителей обработки, супервайзерских служб, геологических служб, заказчиков. Там просматривается материал, оценивается и после этого ставится итоговая оценка за нашу работу. Этот акт является окончательной приемкой нашей работы.

Как пример, на объектах ОАО «Востокгазпром» средний коэффициент качества наших сейсморазведочных работ на сегодняшний день достигает 0,98!

Разведка — работа сложная, и люди там, вероятно, трудятся — непростые. Как Вам удается управлять коллективом?

— Сегодня в нашей экспедиции трудится более 200 человек. Однако давно подмечено, что ни один человек не может управлять больше, чем десятью людьми. Поэтому весь коллектив делится на «десятки». В бригадах обычно работают десять человек и назначенный старший. Так работать гораздо удобнее и проще.

Конечно, предусмотрена и система наказаний за недобросовестное выполнение вплоть до того, что мы безжалостно

расстаемся с людьми, которые не в состоянии принять общую стратегию предприятия. И в этом тоже заключается нюанс отрасли. Не все выдерживают сезонных текучек, а тот, кто создан для такого труда, более своенравен и знает себе цену. И это особый контингент. Если он пойдет за тобой, то до конца, а если не воспримет, то сразу, и толку не будет никакого.

Всё начинается с людей. Но в вашей сфере техника играет тоже не последнюю роль...

— Разумеется, технически мы всегда нацелены на инновации. Наше тесное сотрудничество с ведущими научными центрами и разработчиками геофизической аппаратуры России позволяет предприятию активно развивать научно-исследовательскую базу.

Причем, мы серьёзно ориентируемся на отечественный научный и производственный потенциал. Сегодня у предприятия среди главных приоритетов — работа на новейшем отечественном оборудовании. Сегодня на вооружении экспедиции комплекс Sersel U428XL (2 шт.) — применяется для производства сейсморазведочных работ по методике 2Д и 3Д, полевое оборудование (4100 каналов), 24 единицы вездеходной техники, тракторы, 18 буровых установок, 60 вагон — домов «Кедр», 2 склада ВМ, склад ГСМ общей емкостью 130 тонн, прочая автомобильная техника.

Возраст применяемой сейсмической и геодезической аппаратуры, бурового оборудования не превышает двух лет, что позволяет выполнять работы с высоким качеством и в установленные сроки.

Одним словом, у нас создана достаточно мощная кадровая и техническая база, чтобы уверенно смотреть вперед и выполнять взятые на себя обязательства в полном объеме, поддерживая высокую репутацию Пермской школы геофизики!

Что Вас беспокоит в нынешнем существовании отрасли?

— Весьма волнует то, что в стране прекратилась политика долговременного планирования. Сейчас предприятие получает тендер на один полевой сезон, потом — неизвестность. И эта подвешенность, неопределённость негативно сказывается на отрасли в целом. В таких условиях тяжело развиваться, то есть смотреть на перспективу.

Тем не менее, как видим, вам это удается. И достаточно, неплохо.

— Мы стараемся!

Спасибо!



**Дорогие коллеги,
уважаемые партнеры!
В этом году мы празднуем
знаменательную дату –
85 лет Прикамской нефти!**

За этой датой — миллионы тонн добытого «черного золота», сотни и тысячи объектов социальной сферы, благотворительных акций и кампаний по благоустройству и развитию регионов края. Все это живое свидетельство преемственности поколений, связи времен. Нам, безусловно, приятно осознавать и свое участие в этом славном историческом процессе. ПИТЦ «Геофизика» сегодня — это десятки успешно реализованных совместно с пермскими нефтяниками бизнес-проектов, это инновационные технологии, дающие возможность гибко реагировать на запросы рынка, это энергия профессионалов, способных эффективно использовать свои интеллектуальные и технологические ресурсы на благо Пермского края и других регионов страны. В этот юбилейный для пермских нефтяников год хочу выразить огромную благодарность всем нашим партнерам, коллегам, тем, с кем вместе мы делаем одно большое дело. И не только поблагодарить, но и выразить надежду на дальнейшее сотрудничество, фундаментом которого являются надежность и взаимное доверие. Без вашего энтузиазма, любви к своей профессии, новаторского подхода к работе не было бы сегодня успехов, которыми заслуженно гордится нефтегазовая отрасль страны.

Высоких вам достижений, признания коллег, новых продуктивных скважин, крепкого здоровья и благополучия!

Директор ООО «ПИТЦ «Геофизика»
Валерий Бабуров



ООО ПИТЦ ГЕОФИЗИКА

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ ПЕРМСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «ГЕОФИЗИКА»



Применение метода сейсмической энтропии для решения технологических задач в нефтегазовой отрасли

С.Ц. Акопян

д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник¹
sakopian@yandex.ru

¹Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

Метод сейсмической энтропии в настоящее время применяется для решения динамических задач подготовки и прогноза землетрясений. Он позволяет выявить иерархию сейсмоактивных объемов геологической среды, ответственных за сильные землетрясения, за образование разрывов в среде разного энергетического уровня. В работе описываются возможности применения этого метода, для контроля микроземлетрясений (естественного и техногенного) происхождения, для разработки системы контроля возникновения техногенных деформаций, разрывов, смещений, связанных с нефтегазовыми разработками. Метод может быть использован для решения технологических задач контроля динамики развития гидроразрыва пласта на месторождениях углеводородов.

Материалы и методы

Мониторинг и прогноз землетрясений на основе сейсмической энтропии.

Ключевые слова

плотность состояния, энтропия, элементарное микроземлетрясение

Метод мониторинга и прогноза землетрясений на основе сейсмической энтропии практически применяется для разных регионов мира с 2007 года. В 1993 году для количественного описания сейсмических процессов в реальных средах были введены физические параметры плотность состояния и энтропия, а в качестве кванта — элементарное микро землетрясение [2, 9]. Было показано, что подготовка землетрясений происходит в пределах конкретных объемов литосферы, названных сейсмическими системами (СС). Для выявления СС рассчитываются интеграл от суммарной сейсмической энергии, выделившейся в объеме геологической среды, и ее логарифм — энтропия. Введение элементарного микро землетрясения — кванта и новых параметров позволило перевести описание реальных процессов в математическую плоскость, которая выражается в построении энергетических и трековых диаграмм. В настоящее время выявлено более 130 СС и подсистем размерами от 20 до 3000 км с пороговыми магнитудами от 5,0 до 8,5. Развитие метода сейсмической энтропии от больших систем к малым и снижение пороговых магнитуд землетрясений [10] до микроскопических (нано- магнитуды от -3 до 0, размеры десятки, сотни метров), позволит применять метод сейсмической энтропии для решения технологических задач в нефтегазовой отрасли. Мониторинг микросейсмичности и прогноз опасных толчков в иерархии геологических структур, позволит контролировать негативные сейсмические воздействия на важнейшие объекты (гидротехнические сооружения, атомные станции, топливно-энергетические, газонефтяные комплексы). Модификация программного обеспечения позволит контролировать слабые толчки, которые могут вызвать опасные повреждения и перебои в функционировании хозяйственно-индустриальных, топливно-энергетических объектов, коммуникаций (тоннели, мосты, горные выработки, плотины, газо- и нефтепроводы, скоростные транспортные коммуникации и т.д.). Система позволит предупредить зарождение малых деформаций на ранней стадии, предпринять соответствующие меры

укрепления объекта и предотвращения нежелательных эффектов.

Применение метода для контроля индуцированной и триггерной сейсмичности естественного и техногенного характера в нефтегазовой области

Традиционная энергия, определяемая по записям сейсмических волн, может содержать влияние флюидов, искусственных и техногенных факторов в геологической среде, которые могут усилить или наоборот ослабить силу землетрясения. Сравнение энергии микросейсмичности по методу сейсмической энтропии с традиционными параметрами, регистрируемыми сейсмологическими сетями наблюдений, позволяет выявлять флюидную, техногенную составляющую в подготовке землетрясения. Приведем примеры применения метода сейсмической энтропии для решения задач триггерной и индуцированной сейсмичности естественного и искусственного происхождения.

Было показано [11], что катастрофическое Спитакское землетрясение 1988 г. в Армении могло являться триггерным. Очаговая зона Ахурянским водохранилищем, которое было введено в эксплуатацию в 1983 г., что совпадает с сейсмическим циклом накопления напряжений на Армянском нагорье [8]. В малых водохранилищах, в отличие от больших, в течение сезона происходят большие колебания уровня воды, вариации порового давления, что в неблагоприятных сеймотектонических условиях на севере Армении мог сыграть роковую роль. На основе метода был выявлен естественный триггерный механизм землетрясения в Нижней Калифорнии от 4 апреля 2010 г., $M = 7,2$. Землетрясение-индикатор от 30 декабря 2009 г., $M = 5,8$ вблизи Мехикалли приподняло трек подготовки сильного землетрясения, он попал в зону неустойчивости разлома Лагуна Салада, где и произошло спустя три месяца сильное землетрясение [11]. Метод был тестирован в Центре региональных геолого-геофизических исследований «ГЕОН» в 1997 году [1]. Был проведен совместный

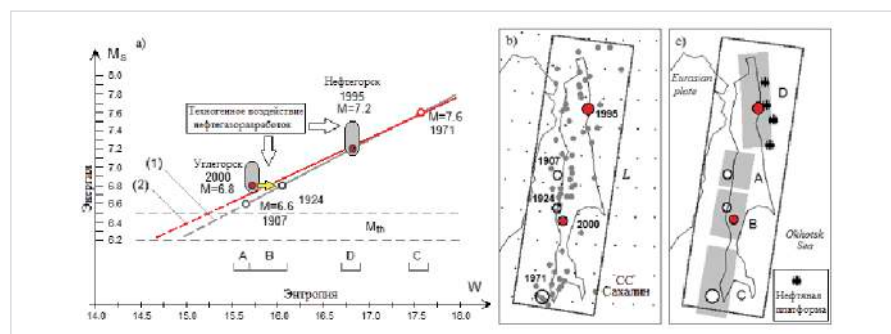


Рис. 1 — Влияние нефтегазовых разработок на шельфе (САХАЛИН I–V) на землетрясения СС Сахалин. а) Энергетическая диаграмма: (1) до 2000 г. и (2) после. Затемненные области обозначают разброс магнитуд. б) Землетрясения индикаторы с $M > 5,0$ и конфигурация L системы Сахалин. в) Очаговые области A, B, C and D пяти сильных землетрясений ($M > 6,2$) и платформы нефтедобычи

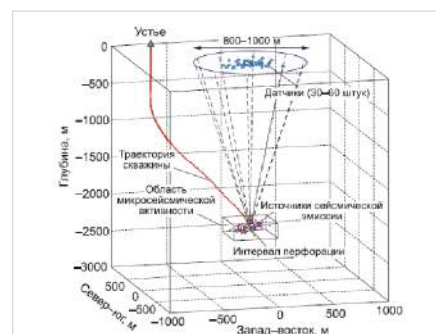


Рис. 2 — Схема наблюдения наземного микросейсмического мониторинга

анализ сейсмичности и сейсмоопасных зон для объектов топливно-энергетического комплекса Каспийского бассейна. В результате были представлены карты сейсмической опасности в разных диапазонах частот для скоростей и ускорений ожидаемого сейсмического воздействия с оценкой наиболее вероятностных временных интервалов их проявления. В отчете были даны прогнозы землетрясений с $M \geq 6,2$ на 1998–2005 гг. для акватории Каспийского бассейна и прилегающих стран. Землетрясения на СЗ Ирана (1998.07.09, $M = 6,2$) и в западной Туркмении (2000.12.06, $M = 7,5$) там были предсказаны (имеется письмо за подписями Солодилова Л. Н., Федорова Д. Л., Кондорской Н. В.).

В качестве примера, на рис. 1 приведена энергетическая диаграмма СС Сахалин, включающая разработки в шельфовой зоне САХАЛИН I–V [2, 6, 10].

Показаны линейные уравнения регрессии, до и после Углегорского землетрясения 2000 г., линии (1) и (2) на рис. 1 а. магнитуды Нефтегорского, 1995 г., и Углегорского, 2000 г., в сейсмической системе Сахалин имелся некоторый разброс (рис. 1 а). Видно, что нижние значения магнитуд этих землетрясений лучше соответствуют уравнениям (1, 2). Это означает, что в сейсмических циклах этих землетрясений в системе Сахалин происходило некоторое усиление силы естественных тектонических землетрясений. Это могло произойти за счет вариации содержания естественных углеводородных флюидов [11]. Нефтегазодобыча на шельфе северного Сахалина началась с 1971 года и совпала с началом цикла подготовки Нефтегорского землетрясения. Она могла повлиять на естественные процессы и усилить магнитуду Нефтегорского землетрясения. Несмотря на то, что Углегорское землетрясение находится в центральной части Сахалина, за ее подготовку также отвечает вся система. Техногенные изменения в объеме системы могли нарушить естественный ход сейсмических процессов и ускорить подготовку Углегорского землетрясения 2000 г. Если бы она произошла на несколько лет позже, то ее магнитуда лучше согласовалась бы на энергетической диаграмме. Метод сейсмической энтропии может дать весьма надежные результаты при включении в единую систему государственного мониторинга сахалинского шельфа (Красный и др., 1998 г., Красный, Храмушин, 2001 г.).

Энтропийно-энергетический контроль динамики развития гидроразрывов пласта

на основе микросейсмического облака

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее распространенных методов стимуляции скважин на месторождениях углеводородов, который существенно увеличивает прирост добычи нефти [7]. Для контроля ГРП применяется технология микросейсмического мониторинга. Обычно рассматривается задача определения направления простирания и размеров трещинной зоны, образующейся при ГРП. В работе [3] акцент делается на другой особенности этой технологии, а именно на ее применении для контроля технологических рисков и качества операций ГРП.

Для повышения эффективности нефтеотдачи и снижения риска негативных эффектов предлагается применять технологию динамического контроля над процессом трещинообразования на основе энтропийно-энергетического метода. Это позволит визуализировать динамику процесса, управлять процессом закачки с целью образования требуемого разрыва и приостановить процесс при негативном развитии. Технология основана на предварительном тестировании (с учетом расположения сейсмической системы наблюдений и скважин на месторождении) с последующим осуществлением энтропийно-энергетического контроля роя (облака) микросейсмических источников активности и выявления динамики развития разрывов определенного энергетического уровня. Источники сейсмической эмиссии («микросейсмических тресков») в зоне воздействия на пласт вызваны изменением энергетического баланса вследствие изменения напряженно-деформированного состояния некоторого объема пород при образовании разрыва. Метод позволяет оценить размеры этого информационного объема, контролировать его и предотвращать технологические риски (аварийные остановки, обводнение пластов, отсутствие увеличения притоков пластовых флюидов и т.д.). На примере системы мониторинга ГРП приведенного на рис. 2 [7] покажем применение метода сейсмической энтропии.

Традиционный мониторинг, заключается в визуализации картины развития области микросейсмической активности во времени. Энтропийно-энергетический метод позволяет по ходу времени прогнозировать развитие процесса и эффективнее управлять интенсивностью закачки флюида в скважину, добываясь нужного развития трещины разрыва. На рис. 3 представлена гистограмма

зарегистрированных микросейсмических событий (зеленый цвет), совмещенная с графиком давления на устье скважины (красный цвет) и графиком концентрации проппанта во время основного ГРП (синий цвет). Левая шкала показывает количество зарегистрированных событий, правая — давление в атм. и концентрацию в $\text{кг}/\text{м}^3$. Время образования источников микросейсмической эмиссии отчасти согласуется с графиком закачки при производстве основного ГРП. Максимальная плотность событий наблюдается вначале ГРП, в процессе раскрытия трещины на начальном этапе закачки, на стадии закачки проппанта и во время подачи проппанта на последней стадии закачки.

На рис. 4 приведена трековая диаграмма динамики развития этого процесса по методу энтропии. Начало закачки, первая и вторая сильная активизация микросейсмичности, позволяют построить тестовую линию поведения среды и динамики развития микросейсмичности между этими событиями. На начальной стадии закачки проппанта, облако микросейсмичности приходит в равновесие со средой и микросейсмичность начинает спадать. Дальнейшее развитие динамики процесса отображает развитие траектории. По местонахождению траектории можно предсказать, когда она зайдет в опасный кружок. За тридцать – сорок минут можно предсказать и управлять процессом, чтобы она сблизилась максимально к точке IV. В данном примере процесс развивался и управлялся правильно.

Итоги

Метод сейсмической энтропии основан на расчете устойчивых интегральных и кумулятивных параметров, которые могут существенно поднять надежность результатов при совместном использовании с традиционными методами сейсмического мониторинга при разработке нефтегазовых месторождений.

Выводы

Предлагаем внедрить метод сейсмической энтропии, который не имеет аналога в мире, для контроля зарождения слабых толчков с $M = 4,0–5,0$ естественного и техногенного происхождения в нефтегазовой отрасли. Система позволит предупредить зарождение таких деформаций на ранней стадии и предпринять соответствующие меры укрепления объекта и предотвращать экологические катастрофы.

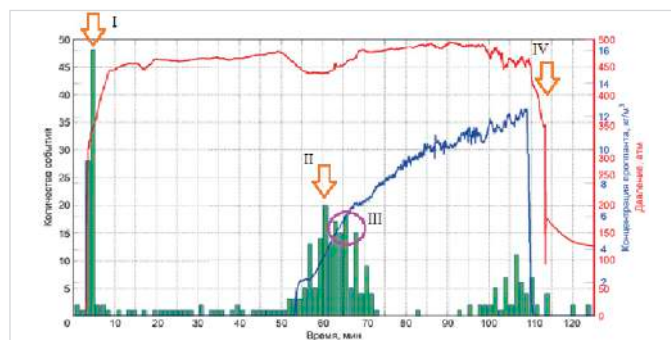


Рис. 3 — Гистограмма микросейсмических событий во время ГРП. Стрелками и кружком показаны наиболее информативные энтропийно-энергетические участки

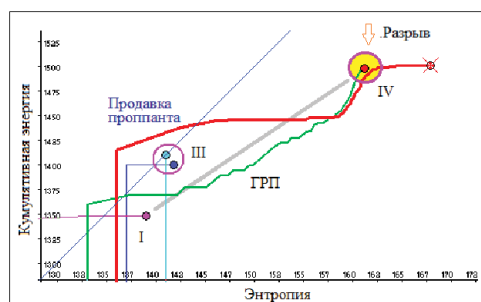


Рис. 4 — Энергетическо-трековая диаграмма процесса ГРП. Показаны соответствующие стадии на гистограмме

Автор статьи выражают большую благодарность д.т.н. профессору Е. А. Попову за научную и финансовую поддержку на протяжении многих лет, способствовавшую развитию метода сейсмической энтропии.

Список используемой литературы

1. Акопян С.Ц. Отчет: Выделение зон и участков ожидаемых сильных землетрясений ($M \geq 6.2$) и оценка времени их проявления в пределах Каспийского бассейна. Москва: Фонды Центра РГТИ ГЕОН, 1997. 80 с.
2. Акопян С.Ц. Количественное описание сейсмических процессов на основе сейсмической энтропии // Физика Земли. 1998. № 1. С. 11–26.
3. Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И. Наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: контроль качества и перспективы // Геофизика. 2013. С. 31–34.
4. Красный М.Л., Храмушин В.Н., Шустин В.А., Воловский В.В., Громов А.Б., Золотухин Е.Г., Пищальник В.М. Пути создания системы мониторинга шельфа Сахалинской области // Южно-Сахалинск: Сахалинское книжное издательство, 1998. 208 с.
5. Красный М.Л., Храмушин В.Н. Единая система государственного мониторинга сахалинского шельфа как важнейший элемент обустройства морских акваторий. 2001. Режим доступа: <http://sakhgu.ru/expert/Geography/2001/04/Index.html> (дата обращения 11.09.2014).
6. Цифра Р.А. Проекты Сахалин-1 — Сахалин-5. Проблемы местного самоуправления. 2008. № 9. Режим доступа: <http://www.samoupravlenie.ru/31-08.php> (дата обращения 11.09.2014).
7. Шмаков Ф.Д. Методика обработки и интерпретации данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП // Технологии сейсморазведки. 2012. № 3. С. 65–72.
8. Akopian S.Ts. Seismoactive cycles and some date on the mechanism of the Spitak earthquake: Programm and Abstracts XXII Gen.Ass.ESC. Barcelona: 1990, 107 p.
9. Akopian S.Ts. Quantitative description of seismic processes in real medium and the algorithm of long-term prediction of large earthquakes: By examples of Armenian Upland, North-Western Iran, Italy, and Central California. Moscow: Triumph, 2013, 92 p.
10. Akopian S.Ts., Kocharian A.N. Critical behaviour of seismic systems and dynamics in ensemble of strong earthquakes. Geophysical Journal International, 2013. Available at: <http://gji.oxfordjournals.org/content/196/1/580.refs> (accessed 11 September 2014).
11. Akopian S.Ts., Popov E.A. Monitoring induced seismicity based on seismic entropy method. Abstracts, Induced seismicity ECGS — FKPE workshop, 15–17 November. Luxembourg: 2010, pp. 3–4.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Application of the method of seismic entropy to solve technological problems in the oil and gas industry

UDC 550.3:550.8.05

Author:

Samvel Ts. Akopian — ph.d., leading researcher¹; sakopian@yandex.ru

¹The Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences (IPE RAS), Moscow, Russian Federation

Abstract

Method of seismic entropy is currently used for solving dynamic training and earthquake prediction. It allows identify a hierarchy of seismically active volume of the geological environment, responsible for major earthquakes, for the formation of gaps among different energy levels. In this paper we describe the possibility of using this method for the control of microearthquakes (natural and man-made) origin for the development of the control system of man-made deformities, fractures, displacements associated with oil and gas developments. The method can be used to solve technological problems

controlling the dynamics of hydraulic fracturing for hydrocarbon deposits.

Materials and methods

Monitoring and prediction of earthquakes on the basis of seismic entropy.

Results

Method of seismic entropy is based on the calculation of sustainable integrated and cumulative parameters, which can significantly increase the reliability of the results when used in conjunction with traditional methods of seismic monitoring in the development of oil and gas fields.

Conclusions

Propose the introduction of the method of seismic entropy, which has no analogue in the world, to control the birth of weak shocks with $M = 4.0$ – 5.0 natural and technogenic origin in the oil and gas industry. The system will prevent the emergence of such strains at an early stage and take appropriate measures to strengthen the object and prevent environmental disasters.

Keywords

density of state, entropy, elementary microearthquake

References

1. Akopian S.Ts. *Otchet: Vydelenie zon i uchastkov ozhidaemykh sil'nykh zemletryaseniy ($M \geq 6.2$) i otsenka vremeni ikh proyavleniya v predelakh Kaspiyskogo basseyna* [Report: Isolation zones and areas of expected strong earthquakes ($M \geq 6.2$) and the estimate of the time of their manifestations in the Caspian Basin]. Moscow: Funds of RGTI GEON Center, 1997, 80 p.
2. Akopian S.Ts. *Kolichestvennoe opisanie seysmicheskikh protsessov na osnove seysmicheskoy entropii* [A quantitative description of seismic processes on the basis of seismic entropy]. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 1998, issue 1, pp. 11–26.
3. Alexandrov S., Mishin V.A. Burov D.I. *Nazemny mikroseymsicheskii monitoring gidrorazryva plasta: kontrol' kachestva i perspektivy* [Ground microseismic monitoring of hydraulic fracturing: quality control and prospects]. *Geophysics*, 2013, pp. 31–34.
4. Krasnyy M.L., Khrumushin V.N., Shustyn V.A., Volovskiy V.V., Gromov A.B., Zolotukhin E.G., Pishalnik V.M. *Puti sozdaniya sistemy monitoringa shel'fa Sakhalinskoy oblasti* [Towards the creation of a system for monitoring the shelf of Sakhalin Oblast]. *Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalinskoe knizhnoe izdatel'stvo*, 1998, 208 p.
5. Krasnyy M.L., Khrumushin V.N. *Edinaya sistema gosudarstvennogo monitoringa sakhalinskogo shel'fa kak vazhneyshiy element obustroystva morskikh akvatoriy* [Unified system of state monitoring of the Sakhalin shelf as an essential element arrangement of maritime]. 2001. Available at: <http://sakhgu.ru/expert/Geography/2001/04/Index.html> (accessed 11 September 2014).
6. Tsifra R.A. *Sakhalin-1 – Sakhalin-5 projects. Problemy mestnogo samoupravleniya* [Problems of local government]. 2008, issue 9. Available at: <http://www.samoupravlenie.ru/31-08.php> (accessed 11 September 2014).
7. Shmakov F.D. *Metodika obrabotki i interpretatsii dannykh nazemnogo mikroseymsicheskogo monitoringa GRP* [Methods of data processing and interpretation of ground microseismic monitoring hydraulic fracturing]. *Tekhnologii seismorazvedki*, 2012, issue 3, pp. 65–72.
8. Akopian S.Ts. Seismoactive cycles and some date on the mechanism of the Spitak earthquake: Programm and Abstracts XXII Gen.Ass.ESC. Barcelona: 1990, 107 p.
9. Akopian S.Ts. Quantitative description of seismic processes in real medium and the algorithm of long-term prediction of large earthquakes: By examples of Armenian Upland, North-Western Iran, Italy, and Central California. Moscow: Triumph, 2013, 92 p.
10. Akopian S.Ts., Kocharian A.N. Critical behaviour of seismic systems and dynamics in ensemble of strong earthquakes. *Geophysical Journal International*, 2013. Available at: <http://gji.oxfordjournals.org/content/196/1/580.refs> (accessed 11 September 2014).
11. Akopian S.Ts., Popov E.A. Monitoring induced seismicity based on seismic entropy method. *Abstracts, Induced seismicity ECGS — FKPE workshop*, 15–17 November. Luxembourg: 2010, pp. 3–4.

Новая методика трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях

А.А. Шматков

аспирант, кафедра сейсмометрии и геоакустики,
геологический факультет¹

shmatkovalex@gmail.com

М.Ю. Токарев

старший преподаватель, кафедра сейсмометрии
и геоакустики, геологический факультет¹

tokarev@decogeo.com

¹МГУ имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия

В статье описана новая методика для проведения трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях. В связи с растущими объемами инженерно-геологических изысканий, особенно на арктическом шельфе России, становится актуальной задача повышения качества и достоверности получаемой информации о строении верхней части донных отложений. Относительно редкая пространственная сеть профильных одно- и многоканальных сейсмоакустических наблюдений не позволяет картировать большинство потенциально опасных геологических объектов, вследствие чего повышаются риски при строительстве и эксплуатации инженерных сооружений. Трёхмерные наблюдения позволяют получить детальное сейсмическое изображение геологической среды, однако их применение для решения инженерно-геологических задач ограничивается технологическими и экономическими факторами, вследствие чего на сегодняшний момент существуют единичные разработки, которые применяются для решения практических задач.

Введение

В настоящее время происходит активное освоение шельфа арктических морей России, при этом многие лицензионные участки расположены на акваториях с глубиной воды менее 50 метров. На различных этапах разведки и эксплуатации месторождений требуется проведение инженерно-геологических изысканий, которые необходимы для комплексного изучения строения верхней части донных отложений, выделения и идентификации различных геологических опасностей. Опасные инженерно-геологические явления можно определить, как результат деятельности геологических процессов, возникающих в земной коре под действием различных природных, или антропогенных факторов, или их сочетания, которые имеют потенциальную возможность стать опасными и причинить вред человеку, окружающей среде или сооружениям [1]. Для российского арктического шельфа наиболее типичными геологическими опасностями являются зоны распространения многолетнемерзлых пород, мелко-залегающие газонасыщенные отложения и приповерхностные разломы. Их картирование, как в плане, так и в пространстве является важной задачей, поскольку позволяет снизить риски при проведении буровых работ, добычи и транспортировке углеводородов, строительстве и эксплуатации различных гидротехнических сооружений.

Относительно редкая пространственная сеть профильных одно- и многоканальных сейсмоакустических наблюдений (2Д) не позволяет картировать большинство потенциально опасных геологических объектов, вследствие чего повышаются риски при строительстве и эксплуатации инженерных сооружений. Трёхмерные наблюдения позволяют получить детальное сейсмическое изображение геологической среды, однако их применение для решения инженерно-геологических задач ограничивается технологическими и экономическими факторами.

В статье представлена разработанная авторами методика трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях и показаны результаты её практического применения в акватории Белого моря. Рассматриваются существующие на сегодняшний день приёмоизлучающие системы для решения инженерно-геологических задач и особенности проведения трёхмерных съемок в сейсмогеологических условиях арктических шельфов России.

Современные методы сейсмоакустических наблюдений на акваториях

Стандартными методами, входящими в состав инженерно-геологических изысканий, являются одно- и многоканальное непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП), а также высокоразрешающая сейсморазведка (ВРС). Выбор методики съемки определяется решаемой задачей и объектом исследований. Требуемая глубинность при

этом может варьироваться от первых метров при проведении исследований вдоль трасс трубопроводов до нескольких сотен метров при изысканиях на площадках под установку буровых платформ

Главным недостатком двухмерных сейсмических методов является относительно редкая пространственная сеть наблюдений — на глубинах до 150 метров рекомендуемое межпрофильное расстояние должно составлять порядка 25–50 метров [2], однако на практике оно увеличивается до 100 метров. Поперечные профили при этом располагаются еще с большим расстоянием, что не позволяет в полной мере и с достаточной точностью получить информацию о строении геологической среды [3]. Вследствие этого возможности применения получаемых данных для картирования опасных геологических явлений ограничены, поскольку линейные размеры многих потенциально опасных объектов существенно меньше, чем расстояние между соседними линиями съемки, а в случае нахождения аномальной зоны вне линии наблюдений возможно образование боковых отражений и дифракций, что приведет к неопределенности при построении сейсмического изображения среды и дальнейшей интерпретации.

Очевидно, что применение трёхмерных методик дает более широкие возможности при картировании геологических опасностей. Даже учитывая относительно низкую разрешающую способность разведочной трёхмерной сейсморазведки возможность получения информации в поперечном направлении дает более широкие возможности при интерпретации и изучения геологического строения среды. Однако для использования подобных данных в инженерно-геологических целях необходимо подвергнуть их дополнительной высокочастотной обработке [2], что требует дополнительных финансовых и временных ресурсов. В случае изучения мелководных акваторий большие удаления будут приводить к «размыванию» верхней части разреза из-за больших углов регистрации отраженных волн [3].

Особенности проведения сейсмических работ на мелководных акваториях и необходимость детального изучения верхней части поддонных отложений привели к развитию методик трёхмерных высокоразрешающих сейсмических и сейсмоакустических методик. Первые приёмоизлучающие системы появились в начале 90-х годов XX века. За прошедшее время различными научными группами было разработано несколько приёмоизлучающих систем для изучения верхней части геологического разреза на мелководных акваториях. Важно отметить, что физические и технические ограничения не позволяют добиться необходимого результата путем простого масштабирования существующих методик разведочной 3Д сейсморазведки [4]. В дополнении к этому, их развитие сильно ограничивается несколькими факторами:

Предлагаемая методика сейсмоакустических наблюдений позволяет проводить трёхмерные съемки на акваториях с использованием стандартного комплекса оборудования и может быть легко адаптирована для решения конкретных задач. В статье рассматриваются результаты полевых наблюдений в Кандалакшском заливе Белого моря.

Материалы и методы

Проведение трёхмерной сейсмоакустической съемки на мелководной акватории.

Ключевые слова

сейсмоакустические наблюдения, 3Д, трёхмерные, акватория, методика, съёмка

- большинство разработанных на сегодняшний момент методик имеют научный характер и малоприменимы для практического применения в рамках производственных работ;
- проведение трёхмерных сейсмоакустических съемок в рамках стандартного комплекса исследований как правило требует наличия дополнительного оборудования, что повышает стоимость проведения полевых работ;
- повышение стоимости работ в свою очередь не выгодно как заказчику, так и исполнителю, поскольку применение нестандартных методов увеличивает риски и требует дополнительного времени на проведение изысканий и последующий анализ полученных материалов.

Существующие методики можно разделить на три типа по способу буксировки приёмного массива:

1. Использование выстрелов является одним из наиболее распространённых способов при проведении, в том числе и профильных наблюдений, поскольку позволяет вывести приёмные элементы за пределы кильватерной струи. Преимуществами является простота технической реализации и простота проведения спускоподъёмных операций. Ширина приёмной системы в этом случае определяется шириной судна и длиной выстрелов по обоим бортам. Как правило, используется 4 сейсмические косы с расстоянием 6,25 или 12,50 метров [5];
2. «Жесткая рама» к которой крепятся отдельные гидрофоны или короткие сейсмические косы. Благодаря этому удается обеспечить наименьшее расстояние между отдельными приёмными элементами и точно определять их координаты, но максимальная ширина системы ограничена первыми метрами, вследствие чего их применение ограничено изучением приповерхностных объектов [6];
3. Параваны позволяют обеспечить максимальную ширину разведения сейсмических кос (до 200 метров с расстоянием

между косами 12,5 метров [7]). Количество кос и расстояние между ними может изменяться в широких пределах, что позволяет легко адаптировать систему для решения широкого круга задач. Для повышения точности расчета геометрии наблюдений в этом случае применяются ГНСС приёмники, установленные на параванах, и цифровые компасы в косах.

Особенности трёхмерных съемок на мелководных акваториях

Главной особенностью трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на акваториях с небольшой глубиной воды (до первых десятков метров) является необходимость равномерной пространственной дискретизации получаемых данных. В то же время это вызывает конфликт интересов с экономическим аспектом проведения полевых работ. С точки зрения обработки и интерпретации сейсмоакустических данных, особенно в случае их дальнейшего использования для решения инженерно-геологических задач, важно иметь плотную сеть наблюдений, поскольку от этого зависит точность построения сейсмического изображения геологической среды. Очевидно, что близкое расположение проектных профилей увеличивает пространственную разрешающую способность и повышает соотношение сигнал/шум путем накопления большего объема данных, но в тоже время значительно возрастают затраты на проведение полевых работ. В связи с этим на мелководных акваториях эффективными оказываются методики, позволяющие за один проход судна получить сейсмограммы в максимально широкой полосе. При этом кратность наблюдений, распределение удалений и азимутов играют меньшую роль, чем при проведении разведочной трёхмерной сейсморазведки.

Еще одной особенностью работы на мелководных акваториях является снижение эффективности многоканальных кос большой длины, поскольку отражения от целевых горизонтов могут приходиться под углами, превышающими критическое значение,

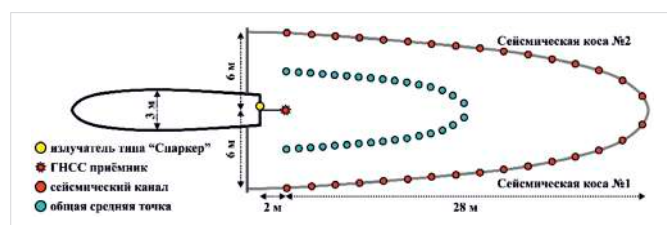


Рис. 1 — Схема приёмноизлучающей системы с двумя многоканальными косами для проведения трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях

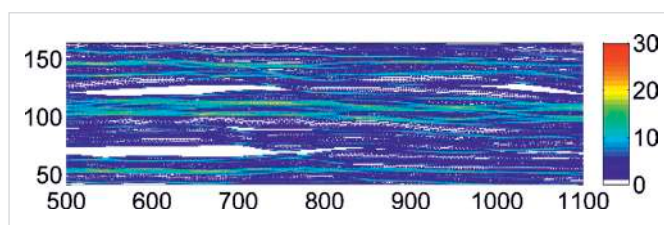


Рис. 3 — Карта распределения кратности по площади исследований



Рис. 2 — Схема района работ

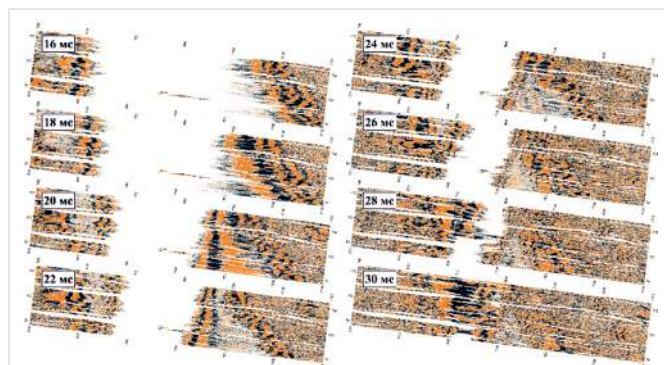


Рис. 4 — Временные срезы сейсмоакустического куба после предварительной обработки

а применение кинематических поправок на больших удалениях будет приводить к сильному растяжению сигнала. Недостаток информации о скорости распространения упругих колебаний может быть восполнен проведением дополнительных профильных наблюдений по ряду профилей.

Проведение полевых наблюдений на мелководных акваториях, как правило, осуществляется с небольших судов с ограниченным свободным палубным пространством, что накладывает ограничения на физические размеры приёмноизлучающего массива. При больших линейных размерах системы повышается сложность проведения спускоподъемных операций, что может значительно замедлить выполнение полевых работ.

Поскольку сейсмоакустические наблюдения проводятся в комплексе с другими методами инженерно-геологических изысканий и при этом площадь исследований, как правило не большая, то время их выполнения ограничено, вследствие чего приёмноизлучающая система должна быть мобильной и легко транспортироваться с места хранения на судно и обратно. Компактность в сложенном состоянии также является преимуществом, поскольку позволяет задействовать минимальное место на судне во время выполнения других методов изысканий.

Новая методика трёхмерных сейсмоакустических наблюдений

В результате анализа существующих технических и методических решений для проведения трёхмерных сейсмоакустических наблюдений были сформулированы следующие требования к новой методике съёмки, которая должна обеспечить получение достоверных данных для изучения строения верхней части донных отложений на глубину до первых десятков метров:

1. Использование стандартных многоканальных сейсмических кос и минимального набора дополнительных технических средств;
2. Широкая полоса покрытия с достаточной дискретизацией геологической среды;
3. Возможность адаптации системы наблюдений и параметров съёмки к конкретным техническим и геологическим условиям.

В качестве приёмного массива предлагается использовать две многоканальные косы, оголовье которых буксируется с использованием выстрелов или параванов, а хвостовые части соединены вместе (рис. 1). При буксировке описанным способом набегающий поток воды приведет к изменению формы сейсмических кос, которая может быть с высокой точностью аппроксимирована цепной линией. Для возбуждения упругих колебаний предлагается использовать излучатель типа «спаркер». Для повышения продуктивности предлагается использовать два излучателя, срабатывающих попеременно.

Характеристики системы наблюдений определяются расстоянием между оголовьями сейсмических кос и приёмными каналами, а также их количеством. Распределение удалений и азимутов зависит от положения источников упругих колебаний и вышеозначенных параметров. Таким образом, предложенная методика может быть легко адаптирована для проведения полевых наблюдений с практически любого судна при минимальных финансовых затратах.

Практическая апробация предложенной методики

Полевой эксперимент проводился в начале июля 2014 года в губе Ругозерская Кандалакшского залива Белого моря с борта НИС «Студент». Район исследований располагается в 4 км восточнее н.п. Пояконда и в 9 км западнее ББС МГУ (рис. 2). Всего было получено 22 профиля с межпрофильным расстоянием 3 метра на опытном полигоне размером 750 на 60 метров.

Для возбуждения упругих колебаний использовался многоэлектродный электроискровой излучатель типа «спаркер», буксировавшийся в 3 метрах за кормой судна. Энергия (100 Дж) на излучатель подавалась высоковольтным источником CSP-D 2400 два раза в секунду. Средняя скорость движения судна составляла 1,2–1,5 м/с (примерно 2,5 узла), что обеспечило среднее расстояние между пунктами возбуждения порядка 0,625 метра. Центральная частота сигнала составляла порядка 750 Гц, поэтому приёмноизлучающая система буксировалась на глубине 0,5 метра.

Приёмная часть состояла из двух 16-канальных аналоговых сейсмических кос и станций Геонт-Шельф на базе 14-разрядного АЦП. Буксировка кос осуществлялась с двух выстрелов, длиной около 4,5 метров, расположенных по бортам судна. Это обеспечило разнос первых каналов сейсмических кос на 12 метров друг от друга. Для получения необходимой формы приёмной системы хвостовые части кос были соединены вместе. Схема взаимного расположения элементов приёмноизлучающей системы во время проведения полевого эксперимента показана на схеме (рис. 1).

Географическая привязка пунктов наблюдений и навигация судна осуществлялась при помощи дифференциального ГНСС-приёмника C-Nav 3050. Его отличительной особенностью является возможность получения дифференциальных поправок через спутники Inmarsat, что обеспечивает дециметровую точность наблюдений.

Предварительная обработка и анализ полученных результатов

Предварительная обработка трёхмерных сейсмоакустических данных выполнялась в программном пакете RadExPro Professional 2014.2. Перед началом обработки из исходных файлов в формате SEG-Y были выбраны все сейсмограммы, относящиеся к площади исследований. Всего в пределах изучаемого полигона было зарегистрировано 25 000 сейсмограмм общего пункта возбуждения, общим объемом около 3,2 Гб. Для детального анализа был выбран участок сейсмического куба размером 600 × 60 метров.

Для обработки данных применялся следующий граф обработки:

1. Загрузка полевых сейсмограмм двух кос в формате SEG-Y в систему обработки;
2. Редакция заголовков сейсмических трасс;
3. Ввод статических поправок за аппаратную задержку;
4. Расчет и присвоение геометрии наблюдений, контроль качества;
5. Амплитудная коррекция за сферическое расхождение и полосовая фильтрация;
6. Подавление помех-выбросов с использованием фильтрации в частотно-временной области;
7. Уменьшение влияния волн-спутников с использованием адаптивной рекурсивной фильтрации;
8. Сортировка данных по методу ОГТ;
9. Балансировка амплитуд;
10. Расчет и ввод статических поправок за приливно-отливные течения;
11. Ввод кинематических поправок и суммирование по методу ОГТ.

В результате проведенной обработки был получен сейсмоакустический куб с размером бина 0,5 × 0,5 метра. Средняя кратность составила 5. На карте распределения кратности (рис. 3) видны зоны повышенной и пониженной кратности, связанные с неточным соблюдением проектных профилей съёмки во время проведения полевых

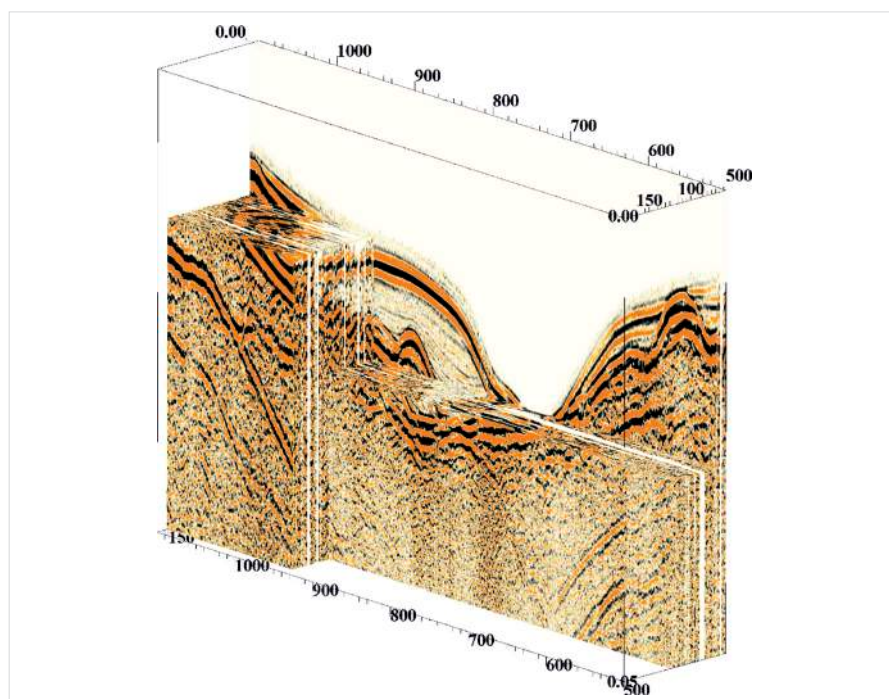


Рис. 5 — Объемное изображение сейсмоакустического куба после предварительной обработки

наблюдений. Для получения высокого качества сейсмоакустических данных важно обеспечивать равномерное покрытие исследуемой площади. На этапе регистрации данных необходимо в режиме реального времени производить построение карт кратности и до завершения полевых работ планировать заполняющие профили.

Важным этапом обработки трёхмерных сейсмоакустических данных является расчет статических поправок за приливно-отливные течения. Изменение уровня воды за все время проведения полевых работ составило до 1,5 метров. Поскольку соседние линии съемки могут выполняться в различное время, то при суммировании будет происходить статические сдвиги, приводящие к образованию ложных границ. Для расчета поправок использовались как априорные данные об уровне воды, так и статистические методы, основанные на анализе времен регистрации волн, отраженных от поверхности дна.

На представленных ниже временных срезах сейсмоакустического куба (рис. 4) и его объемном изображении (рис. 5) прослеживается понижение в рельефе, сформированном моренными отложениями, заполненное четвертичными осадками.

Благодарности

Авторы благодарят коллектив ББС МГУ за помощь при проведении полевых работ,

а также ООО «Деко-геофизика СК» за предоставленное программное обеспечение. Работа выполнена с использованием оборудования, приобретенного за счет Программы развития Московского университета.

Итоги

Результаты практической апробации предложенной методики в акватории Кandalakшского залива показали, что предлагаемая методика трёхмерных сейсмоакустических наблюдений может применяться для детального изучения верхней части донных отложений. Использование стандартного сейсмоакустического оборудования снижает стоимость проведения полевых наблюдений, при этом параметры приёмноизлучающей системы могут изменяться в широких пределах и адаптироваться для решения конкретной инженерно-геологической задачи.

Выводы

Для решения различных инженерно-геологических задач на мелководных акваториях эффективно применение трёхмерных сейсмоакустических наблюдений, особенно в районах со сложным геологическим строением среды. Экономическая эффективность методики является ключевым фактором, определяющим возможность ее использования в рамках стандартного комплекса геофизических исследований.

Список используемой литературы

1. Kvalstad T.J. What is the current "Best Practice" in offshore Geohazard investigations? A State-of-the-Art Review. OTC 18545. Offshore Technology Conference, 2007.
2. OGP, Guidelines for the conduct of offshore drilling hazard site surveys, 2011, OGP Report No. 373-18-1.
3. Games K.P. Shallow gas detection – why HRS, why 3D, why not HRS 3D? First Break, 2012, Vol. 30, issue 10, pp. 67–75.
4. Henriot J.-P., Verschuren M. and Versteeg W. Very high resolution 3D seismic reflection imaging of small-scale structural deformation. First Break, 1992, Vol. 10, issue 3, pp. 81–88.
5. Games K.P., Wakefield N.D. The Successful Design, Development and Acquisition of a UHRS 3D Seismic Dataset, First Applied Shallow Marine Geophysics Conference, 2014.
6. Missiaen T. VHR marine 3D seismics for shallow water investigations: Some practical guidelines // Marine Geophysical Researches, 2005, Vol. 26, pp. 145–155.
7. Гайнанов В.Г., Шматков А.А., Шматкова А.А. Некоторые особенности обработки данных морских высокоразрешающих трёхмерных сейсмических исследований // ГЕОразрез. 2014. № 1, стр. 1–16.

ENGLISH

GEOPHYSICS

UDC 550.8

A new 3D ultra-high resolution seismic technique for shallow water studies

Authors:

Alexey A. Shmatkov — post-graduate student, department of seismics and geoacoustics, of geology faculty¹; shmatkovalex@gmail.com

Mikhail Y. Tokarev — senior teacher, department of seismics and geoacoustics, of geology faculty¹; tokarev@decogeo.com

¹Lomonosov Moscow State University, Russian Federation

Abstract

The article describes a new 3D ultra-high resolution seismic technique for shallow water studies. Due to the growing volume of site-surveys, especially on the Arctic shelf of Russia, it has become an urgent task of improving the quality and reliability of the information obtained about the structure of the top of sub-bottom sediments. Relatively rare spatial network of single- and multichannel UHR seismic surveys does not allow mapping the most potentially dangerous geological hazards, thereby increasing the risks associated with construction and operation of engineering structures. 3D seismic surveys allow to obtain a detailed seismic image of the geological environment, but its application to geotechnical problems is limited by technological and economic factors, so that at

the moment there are individual techniques, which are used to solve practical problems. The proposed 3D UHR survey system can be composed from standard set of equipment and can be easily adapted to solve specific problems. The article discusses the results of field observations in Kandalaksha Bay of the White Sea.

Materials and methods

Acquisition of 3D ultra-high resolution shallow water seismic survey.

Results

The results of 3D UHR survey with using the proposed technique in Kandalaksha Bay of the White Sea showed that it can be used for a detailed study of the upper part of the sub-bottom sediment. Using the standard

seismic equipment reduces the cost of the field observations, the parameters of recording systems can vary widely and adapt to address specific engineering geological problem.

Conclusions

It is effective to use a 3D UHR seismic data to solve various geotechnical problems in shallow waters, especially in areas with complex geological environment. The economic efficiency of the method is a key factor in determining the possibility of its use in a standard set of geophysical research.

Keywords

ultra-high resolution seismics, 3D, UHR, VHR, three-dimensional, marine, technique, design, survey

References

1. Kvalstad T.J. What is the current "Best Practice" in offshore Geohazard investigations? A State-of-the-Art Review. OTC 18545. Offshore Technology Conference, 2007.
2. OGP, Guidelines for the conduct of offshore drilling hazard site surveys, 2011, OGP Report No. 373-18-1.
3. Games K.P. Shallow gas detection – why HRS, why 3D, why not HRS 3D? First Break, 2012, Vol. 30, issue 10, pp. 67–75.
4. Henriot J.-P., Verschuren M. and Versteeg W. Very high resolution 3D seismic reflection imaging of small-scale structural deformation. First Break, 1992, Vol. 10, issue 3, pp. 81–88.
5. Games K.P., Wakefield N.D. The Successful Design, Development and Acquisition of a UHRS 3D Seismic Dataset, First Applied Shallow Marine Geophysics Conference, 2014.
6. Missiaen T. VHR marine 3D seismics for shallow water investigations: Some practical guidelines. Marine Geophysical Researches, 2005, Vol. 26, pp. 145–155.
7. Gaynanov V.G., Shmatkov A.A., Shmatkova A.A. *Nekotorye osobennosti obrabotki dannykh morskikh vysokorazreshayushchikh trekhmernykh seysmicheskikh issledovaniy* [Features of the high resolution marine 3D seismic data processing]. *GEOrazrez*, 2014, issue 1, pp. 1–16.

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) на геофизических симпозиумах SEG Хьюстон 2013 и EAGE Амстердам 2014

М.Б. Шнеерсон
д.т.н., профессор¹

А.П. Жуков
д.т.н., генеральный директор²

¹МГРИ-РГГУ, Москва, Россия

²ООО «Геофизические системы данных», Москва, Россия

В статье приведен обзор докладов по ВСП на двух последних геофизических симпозиумах, позволяющих получить представление о направлениях работ по этому методу за рубежом.

Материалы и методы

Сейсмозаписи ВСП, волновые поля продольных, обменных, поперечных волн, методика работ.

Ключевые слова

скорости, трехкомпонентная запись, временные разрезы PP и PS волн

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), применяемое для изучения и анализа, возбуждаемых и регистрируемых волновых полей, детального освещения строения прискважинного пространства и определения физических свойств пород, получило повсеместное практическое применение и достаточно широко представлено на геофизических симпозиумах. На симпозиумах SEG в Хьюстоне 2013 г. и EAGE в Амстердаме 2014 г. доклады, посвященные этому методу разведочной геофизики, были доложены на нескольких секциях, и по своему содержанию охватывали вопросы аппаратуры и методики проведения скважинных сейсмических наблюдений, обработки материалов и решения некоторых практических задач. Содержание этих докладов в определенной степени отражает основные направления развития ВСП за рубежом, и их рассмотрение может представлять интерес для отечественной геофизики.

1. Расширение частоты возбуждаемых колебаний

Расширение частотного диапазона возбуждаемых колебаний до 5–6 октав, широко обсуждаемое и применяемое в наземной вибрационной сейсморазведке, получает применение и при работах ВСП. Общепринятая технология работ предусматривает возбуждение колебаний в полосе частот от 8–10 Гц до 80–100 Гц, т.е. в пределах 3,0–3,5 октав. Современные подходы к качеству материалов и результатам их обработки и интерпретации требуют расширения полосы частот регистрируемых колебаний до 5–6 октав. Практика показывает, что это позволяет увеличить глубинность разведки, снизить уровень корреляционных шумов и повысить отношение сигнал/помеха, а в итоге получить более качественные и достоверные результаты инверсии. Анализ возможности расширения октавности вибрационных записей показал на перспективность смещения частоты возбуждаемых колебаний в сторону низких (до 1–4 Гц), а не высоких частот. Обусловлено это наличием частотно-зависимого затухания волн, что делает практически нереальным удвоение верхнего диапазона частот до 250–300 Гц при поисково-разведочных работах на нефть и газ и даже при регистрации волн в скважинах. При уходе в сторону низких частот имеется практическая возможность достижения желаемой октавности записей. Так, например, при начальной частоте 4 Гц для получения шести октавного управляющего сигнала конечная частота должна быть равной 130 Гц, что вполне приемлемо.

Однако переход на низкие частоты сопряжен с необходимостью преодоления определенных технологических трудностей, связанных с особенностями работы

вибраторов на низких частотах и при скважинных наблюдениях. Применительно к работам ВСП это требования: к транспортной базе — мобильность с учетом возможных больших расстояний между скважинами, к вибратору — обеспечение заданного широкого частотного диапазона возбуждаемых колебаний и значительных усилий на среду из-за того, что в большинстве случаев при работах на скважине отказываются от группирования источников и ограничиваются одним, но мощным излучателем.

В докладе «Повышение разрешенности наземных записей ВСП на основе применения широкополосных вибрационных источников, Improving land VSP resolution through the use of broad band vibroseis source, T. Dean, J. Tubett, M. Pickett, D. Lane» (1) приведены материалы по созданию и экспериментальному опробованию широкополосного вибратора с учетом особенностей проведения скважинных сейсмических наблюдений. В нем отмечается, что сейсмический вибратор, как источник колебаний, оптимален для работ ВСП, т.к. он обеспечивает хорошую повторяемость воздействия и текущий контроль параметров излучаемых колебаний по уровню и частоте и весьма эффективен по стоимости.

Под излучатель для ВСП в качестве транспортной базы выбран 8-миосный автомобиль повышенной грузоподъемности и проходимости для размещения на нем мощного гидравлического вибратора, позволяющего работать в одиночном режиме, и способного передвигаться по шоссе и грунтовым (в пустынных районах) дорогам на значительные расстояния и подвезжать непосредственно к скважинам. Эффективное возбуждение низких частот обеспечивается увеличением инерционной массы излучателя (с 5800 фунтов до 8490 фунтов) и веса пригруза. Для возбуждения сдвинутых в сторону низких частот колебаний применен нелинейный свип-сигнал «максимальной длительности», позволяющий генерировать волны, начиная с 1,5 Гц. Новый излучатель был опробован при работах на одной из скважин с регистрацией волн в первых и последующих вступлениях. Материалы скважинных наблюдений, которые были проведены в интервале глубин от 350 до 7500 фт с шагом 50 фт со стандартным (8–80 Гц) и расширенным в сторону низких частот (1,5–150 Гц) свипами, иллюстрируют работоспособность вибратора и возможность получения более разрешенных и лучших по качеству записей в первых и последующих вступлениях (рис. 1).

2. Опробование оптико-волоконных распределенных приемных систем (DAS, distributed acoustic sensing) при работах в скважинах

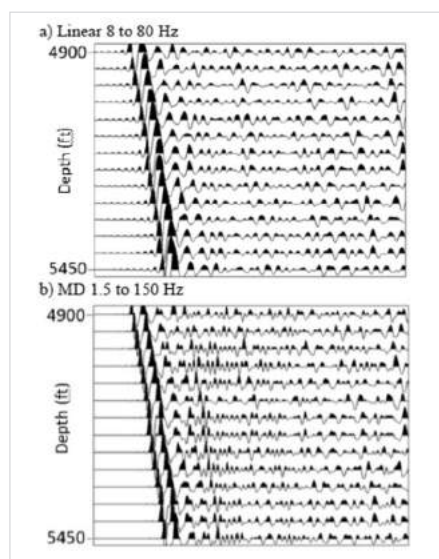


Рис. 1 — Записи волн в первых и последующих вступлениях, полученных с линейным (а) и расширенным в сторону низких частот (б) свипами

Определенные перспективы совершенствования приемных устройств в сейсморазведке авторы связывают с использованием оптоволоконных систем, позволяющих осуществлять непрерывную регистрацию волн по стволу скважины. Их основные преимущества — относительно низкая стоимость, возможность создания больших приемных групп и простота применения, а недостатки — высокий уровень шумов, что требует применения специальных способов для их ослабления и трудности с определением положения регистрирующего сегмента кабеля.

В докладе «Вертикальное сейсмическое профилирование со смешанным опто-электрическим кабелем, Multi-vertical seismic profile acquisition with hybrid optical-electric wire cable A.H. Hartog, B. Frignet, D. Mackil, W. Allard» (2) приведены результаты работ по использованию такого кабеля с гетеродинным преобразованием регистрируемых сигналов при наблюдениях в двух скважинах глубиной 330 и 660 м. Для получения сопоставимых данных был изготовлен смешанный опто-электрический кабель, который имел три оптических волоконных канала и стандартную для сейсмических работ в скважине электрическую линию передачи данных. Возбуждение колебаний осуществлялось пневмоисточником и стандартными вибратором на небольших удалениях от устья скважин. Волны регистрировались с шагом 15 м по стволу в обеих скважинах. Записи со стандартным кабелем были хорошего качества. При опробовании оптоволоконного кабеля возникла необходимость обеспечения его хорошего контакта со стенками скважины. Это было реализовано путем изменения (от максимального до оптимального) его натяжения. На рис. 2 приведены полученные сейсмические материалы. Из них следует, что при полном натяжении кабеля (рис. 2 а) доминируют резонансные колебания, которые полностью маскируют вступления продольных волн. Последовательное ослабление натяжения привело к улучшению контакта кабеля со средой и возможности регистрации волн по всему стволу скважины (рис. 2 б, с, d). После получения хороших материалов на практически нулевых выносах от устья скважин были выполнены наблюдения на удалениях от 160 до 750 м со стандартным и новым оборудованием. На рис. 3 приведены соответствующие сейсмограммы, иллюстрирующие практически одинаковое качество полученных материалов.

В докладе «Экспериментальные непрерывные скважинные наблюдения с оптоволоконным кабелем на одной из площадей на Аляске, A Permanent Borehole Fiber-optic Distributed Acoustic Sensing experiment Q. Li, B. Hornby, J. Konkler» (1) приведены результаты регистрации волн оптоволоконным приемным устройством (DAS) в скважине, в интервале глубин от 50 до 500 футов с шагом по глубине 30 футов и стандартными приемниками продольных волн. Колебания возбуждались вибратором в отдельных точках наземного профиля протяженностью около 2 км через каждые 60 футов. Сопоставление полученных материалов показало практическую идентичность записей, полученных с приемниками DAS и со стандартным вертикальными сейсмоприемниками — волоконными (b) датчиками.

Результаты наблюдений 3D ВСП, проведенных одновременно в двух инъекторных скважинах с распределенными акустическими системами DAS на одном из глубоководных месторождений в 2012 году, приведены в докладе «Применение оптоволоконных кабелей сделало возможным проведение наблюдений 3D ВСП на глубоководном месторождении, Dual-Well 3D VSP in Deepwater Made Possible by DAS, Mateeva, J. Mestayer, Z. Yang, J. Lopez, P. Wills, J. Roy, T. Bown» (1). Оптоволоконные кабели были размещены в скважинах для контроля давления и температуры в них, и они были использованы для регистрации волн. Кабели были прикреплены к обсадке и перекрывали практически всю глубину скважин. Возбуждение колебаний проводилось другой компанией, что определило необходимость непрерывной регистрации волн. Выделение же требуемых записей проводилось по временам производства воздействий. Качество записей оказалось хорошим и удовлетворительным. Несколько более зашумленными оказались записи на небольших глубинах. Применение соответствующих способов повышения отношения сигнал/помеха позволили выделить на сейсмограммах первые и последующие вступления волн, а ниже обсадки отраженные PP и PS волны, а также кратные волны, образованные на границе вода-воздух. На рис. 5 приведены полученные сейсмограммы, иллюстрирующие качество полученных записей.

В заключении отмечено, что только применение оптоволоконных кабелей сделало возможным проведение наблюдений 3D ВСП в инъекторных скважинах. Этим и

определяется значимость и перспективность применения оптоволоконной техники в сейсморазведке.

3. Смешанная (blended) технология работ

Стремление к повышению производительности сейсморазведки привели к обоснованию целесообразности применения смешанной (blended) технологии работ при проведении полевых наблюдений, которая предусматривает одновременную, независимую работу нескольких источников колебаний на одну расстановку сейсмоприемников и последующее разделение волн на этапе обработки полученных записей. Это направление представляет значительный интерес и для скважинных наблюдений, т.к. позволяет сократить время на выполнение скважинных сейсмических наблюдений и снизить их стоимость. В двух практически идентичных по содержанию докладах «Изображение смешанных данных ВСП с использованием полно-волновой миграции, Imaging blended VSP data using Full Wavefield Migration, A. K. Soni, E. Verschuur» (1) и «Изображение смешанных данных ВСП с использованием полно-волновой миграции в пространстве общих точек приема, Imaging of Blended VSP Data Using Full Wavefield Migration in the Common-receiver Domain, A.K. Soni, D.J. Verschuur» (2), представленных на конференциях SEG и EAGE, дано теоретическое и экспериментальное (модельное) обоснование возможности применения смешанных систем наблюдений при работах ВСП. Рассмотрены случаи смешения волновых полей при одновременной работе нескольких источников и приемников колебаний и показано, что на основе полно-волновой миграции волны с различных пунктов возбуждения могут быть разделены, что обеспечивает отдельное выделение и прослеживание волн при проведении скважинных исследований. Волны от различных пунктов возбуждения образуют взаимные помехи-шумы, однако их уровень на обработанных, результирующих материалах оказывается небольшим, поскольку они существенно подавляются в процессе проведения полно-волновой миграции.

4. Около-скважинные сейсмические исследования

Изучение и картирование боковых поверхностей сложно-построенных геологических объектов, таких как высокоамплитудные соляные купола, масштабные рифовые

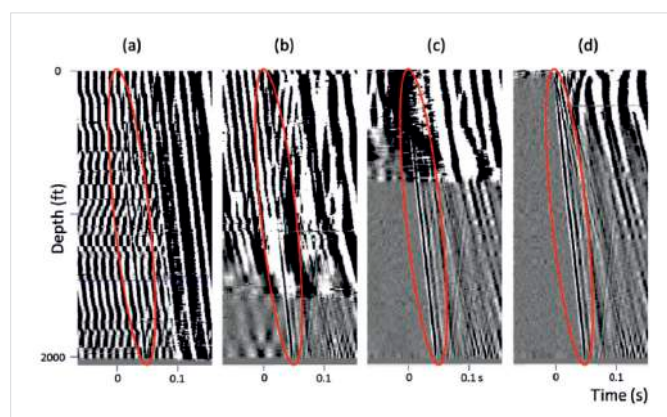


Рис. 2 — Записи волн в первых вступлениях при различных натяжениях кабеля

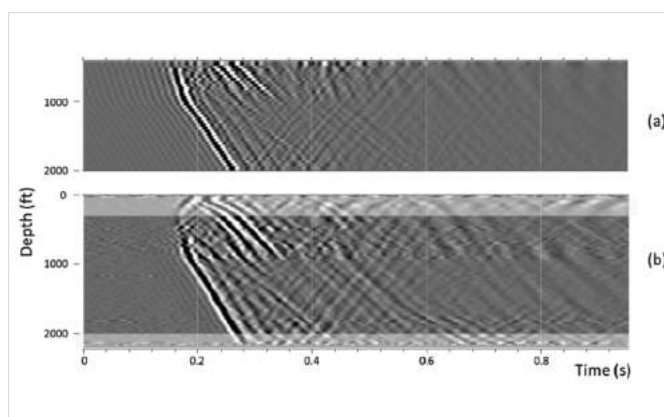


Рис. 3 — Волновое поле зарегистрированное стандартным (а) и оптоволоконным оборудованием (b)

постройки и др. всегда были объектами при-скважинных сейсмических съемок. Известные системы предусматривают регистрацию прямых проходящих волн в скважинах, пробуренных как в пределах изучаемого объекта, так и за его пределами.

В докладе «Картирование боковых поверхностей соляных куполов отраженными волнами, Reflection Salt Proximity, Y. Li, B. Hewett» (1) рассматривается развитие этих способов при-скважинных исследований на основе регистрации продольных отраженных от боковой поверхности соляного тела волн. Волны возбуждаются на поверхности и регистрируются 3-х компонентными сейсмоприемниками по стволу скважины. По полученным записям определяются и вычисляются времена прихода волн, их азимуты и вертикальные углы. По этим данным восстанавливаются траектории волн и находятся точки отражения на боковой поверхности оконтуриваемого тела. На рис. 6 приведена схема изучения боковой поверхности соляного тела.

5. Повышение отношения сигнал/помеха при работах ВСП с вибраторами

В докладе «Зависимость отношения

сигнал/помеха от параметров вибрационного источника по материалам скважинных наблюдений, The relationship between the signal — to noise ratio of down hole data and vibroseis source parameters, T. Dean, J. Tulett» (2) теоретически и экспериментально рассмотрены возможные пути повышения отношения сигнал/помеха при скважинных наблюдениях с вибрационными источниками колебаний. Из теории следует, что отношение сигнал/помеха пропорционально силовому воздействию излучателя на среду, помноженному на корень квадратный из длительности и числа излучаемых сигналов. Основываясь на этих соотношениях, были проведены опытные работы и получены экспериментальные данные, иллюстрирующие зависимости амплитуд волн, среднеквадратичного уровня помех и отношения сигнал/помеха от силовых параметров вибратора, длительности управляющего сигнала и числа накоплений. Наблюдения были проведены в скважине, в интервале глубин от 350 до 7000 фт с шагом 50 фт. Колебания возбуждались вибратором на уровнях 35 и 70% от максимального линейным управляющим сигналом (свином) частотой 8–80 Гц и длительностью 2, 4, 8 и 16 с. Измеряемыми параметрами

были амплитуды волн (signal amplitude), среднеквадратичные значения помех (noise RMS) и отношения сигнал/помеха (snr) на прокоррелированных записях в зависимости от числа повторений (fold).

В докладе указывается, что наиболее эффективный путь увеличения отношения сигнал/помеха и, как следствие, производительности работ ВСП и снижения их стоимости, — повышение уровня возбуждаемых колебаний, поскольку это единственный параметр, который обеспечивает практически линейный рост этого отношения.

6. Возбуждение S-S волн при работах с вертикальными вибраторами

В докладе «Вертикальное сейсмическое профилирование и изображения S-S волн при работах с вертикальными вибраторами, Vertical seismic profile S-S imaging with vertical vibrators, B.E. Comish, B.A. Hardage, W. Petricios, L.N. Torres, R. Zhou, D. Quinn» (2) приведены результаты работ по выделению и прослеживанию поперечных волн в глубокой скважине при возбуждении колебаний вертикальными вибраторами. Колебания частотой 6–130 Гц и длительностью 12 сек. возбуждались двумя вибраторами

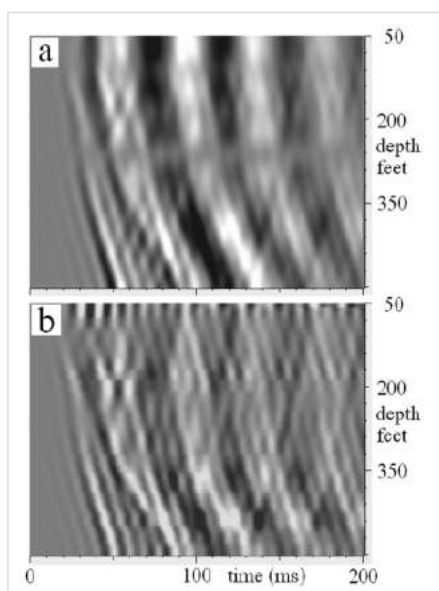


Рис. 4 — Записи волн в скважине, полученные со стандартными Z (a) и DAS приемниками

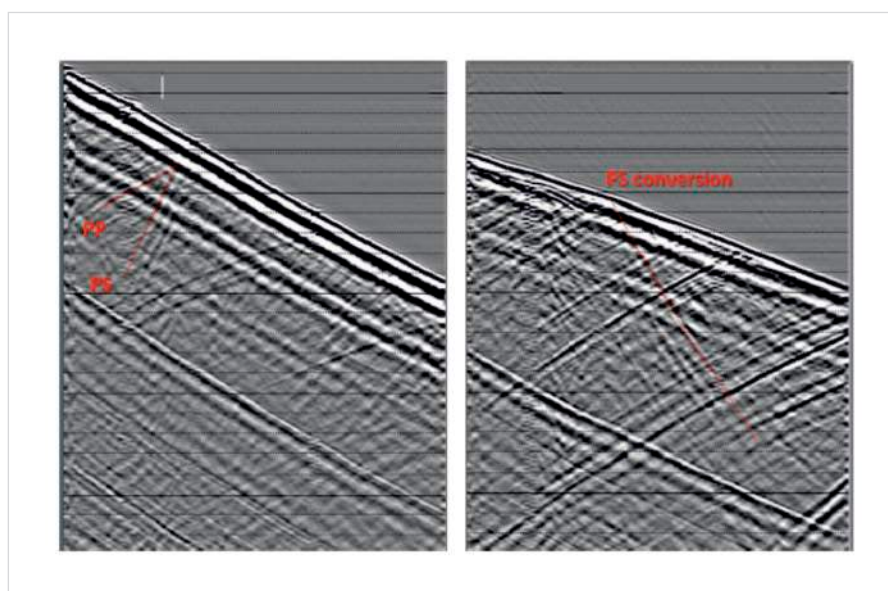


Рис. 5 — Примеры записей, полученные с оптоволоконным кабелем

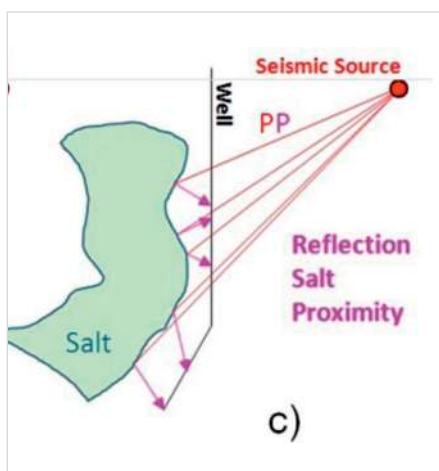


Рис. 6

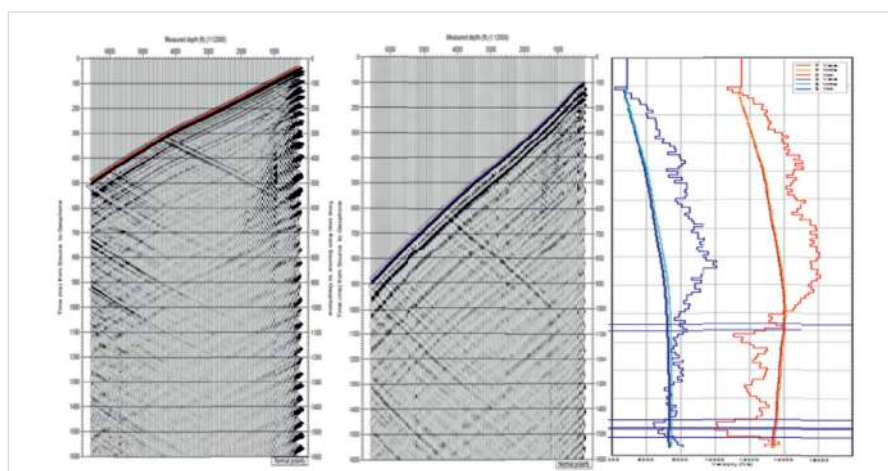


Рис. 7 — Волновые поля по падающим и восходящим P (слева) и S (справа) волнам, а также определенные по ним значения средних и интервальных скоростей по поперечным (голубые) и продольным (красные) волнам.

и регистрировались 16-ти канальным многокомпонентным (3C) зондом в интервале глубин от 2 км до 60 м с шагом 15. Одно из условий выделения поперечных Sv и Sh волн заключалось в том, чтобы движения частиц были не в плоскости, параллельной распространению волны. Обработка материалов предусматривала, сначала вращение горизонтальной (H1) и ортогональной (H2) компонент до совпадения первой с направлением максимального значения продольной волны P, а затем поворот горизонтальной радиальной (HR) и трансверсальной (HR-HT)

компонент до совпадения с направлением максимальной энергии поперечной волны. После этого появлялась возможность выделения и прослеживания вступлений продольной и поперечной волн для скоростного анализа. Результаты обработки приведены на рис. 7.

Итоги

Информация, позволяющая получить определенное представление о работах ВСП за рубежом.

Выводы

Предлагается специалистам геофизикам учитывать в своей работе положительные результаты применения новых технологий, приведенных в статье.

Список используемой литературы

1. Расширенные тезисы докладов на ежегодной конференции SEG Хьюстон, 2013.
2. Расширенные тезисы докладов на ежегодной конференции EAGE Амстердам, 2014.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Vertical seismic profiling (VSP) on geophysical conventions SEG Houston 2013 and EAGE Amsterdam 2014

UDC 550.3

Authors:

Mikhail B. Shneerson — ph.d, professor¹;

Aleksandr P. Zhukov — ph.d, general director²;

¹MGRI-RSGPU, Moscow, Russian Federation

²Geophysical data Systems LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article consists the rereview about the last reports about VSP on geophysical conventions in Houston and Amsterdam.

S-wave fields, acquisition.

Results

Information about VSP abroad.

geophysicists in their work to the use benefits of new technologies described in this article.

Materials and methods

VSP data records, P-, PS-,

Conclusions

It is suggested to specialists'

Keywords

velocity, 3C data records, PP- and PS-wave time sections

References

1. Extended abstracts at the annual conference SEG Houston, 2013.
2. Extended abstracts at the annual conference of EAGE Amsterdam, 2014.

межрегиональная специализированная выставка

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

НЕДРА ЯКУТИИ-2014



НЕФТЬ и ГАЗ.

ГОРНОЕ ДЕЛО.

УГОЛЬ МАЙНИНГ.

ЭКОЛОГИЯ.

ЗОЛОТОДОБЫЧА.

СПЕЦТЕХНИКА.

11 - 13 ноября 2014г.

г.ЯКУТСК

Организаторы:



Торгово-промышленная
палата Республики САХА
(Якутия)



Выставочная компания
ООО "СахаЭкспоСервис"
г. Якутск



Выставочная компания
ООО "СибЭкспоСервис-Н"
г. Новосибирск

тел: (383) 3356350
e-mail: ses@avmail.ru
www.ses.net.ru

Выбор допустимых радиусов кривизны скважин сверхмалого диаметра (каналов) для технической системы «Перфобур»

А.В. Лягов

д.т.н., профессор, главный специалист
отдела строительства скважин¹
lyagovAV@bashneft.ru

И.А. Лягов

аспирант²
lyagov@mail.ru

¹ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия

²Национальный минерально-сырьевой
университет «Горный», С-Петербург, Россия

В статье описан опыт использования в составе компоновки нижней части буровой колонны (КНБК) перфобура малогабаритных винтовых двигательных секций и гибких межкорпусных и межроторных сочленений, которые способствуют уменьшению радиуса кривизны до показателя 5,3 м. а, возможно, и менее, о чем свидетельствуют результаты стендовых испытаний. Проведенные аналитические исследования позволяют говорить о том, что использование гибких соединений в составе КНБК перфобура обеспечивает получение траекторий перфорационных каналов с минимальными радиусами кривизны, схожих с дугой окружности, в которую вписывается компоновка.

Материалы и методы

1. Определение минимально возможных радиусов кривизны перфорационных каналов пробуренных с использованием технической системы «Перфобур».
2. Исследование траектории перфорационного канала при применении рассматриваемой технологии.
3. Стендовые эксперименты бурения каналов в песчано-бетонном блоке перфобуром с гибкими межкорпусными и межроторными сочленениями.

Ключевые слова

перфорационный канал, заканчивание скважин, винтовой забойный двигатель (ВЗД), шпиндельная секция ВЗД, радиус кривизны, перекашивающий момент, гибкое соединение, компоновка нижней части буровой колонны (КНБК)

Надежная и эффективная работа бурового и нефтегазопромыслового оборудования в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах в первую очередь зависит от интенсивности искривления ствола, которая ограничивается как нормативными документами «Правила безопасности в нефтяной и газовой отрасли», так и требованиями прочности и долговечности.

В ходе аналитических расчетов действия изгибающих моментов и анализа отказов оборудования при промысловых испытаниях технической системы «Перфобур» был проведен аналитический синтез базовых узлов повышенной надежности. В результате были спроектированы инструментальные компоновки для бурения каналов с различными радиусами кривизны: 3,5 м; 5,5 м; 7,7 м и 12 м.

Бурение стволов малого диаметра имеют различные предпосылки: геологические, технические и экономические. Геологические преимущества подробно обоснованы в работах С.И. Кувыкина, Н.Ф. Кагарманова и М.У. Муратова [1–3]. Техно-экономическое обоснование строительства скважин впервые было сделано В.С. Федоровым в 50-х годах прошлого века, где отмечалось незначительное сокращение объема разрушенной долотом породы, ускорение и удешевление первичного вскрытия ПЗП скважины за счет снижения подводимой мощности, которая по В.С. Федорову пропорциональна диаметру долота [4,5]. Например, необходимая мощность для работы долот Ø 215,9 мм составляет 50...250 кВт; для долот Ø 190,5 мм — 28...230 кВт; для долот Ø 120,6 мм — 9...38 кВт; для долот Ø 83 мм — 5...21 кВт; и для долот Ø 47,6...69,9 мм — 1,4...2 кВт, конечно, в зависимости от буримости пород.

В.И. Тарасевичем, А.Ф. Сухановым, А.И. Медведко, Ф.М. Гусейновым и др. признается рост механической скорости с уменьшением диаметра долота [6–10]. Также создаются более благоприятные условия для очистки забоя от выбуренной породы за счет возможности увеличения скорости восходящего потока в уменьшенных зазорах между стенками скважины и буровой колонны, при меньшей мощности буровых насосов и т.д.

На основании исследований, выполненных в БашНИПИнефть, ВНИИБТ и др. НИИ в 1957...67 гг. доказано [11–13, 15–19]:

1. С уменьшением диаметра долота повышается эффективность разрушения пород и увеличивается механическая скорость проходки. Проходка на долото в мягких породах увеличивается, а в твердых породах снижается от 20% до 200%, из-за низкой стойкости опорных узлов шарошек (шарошечные долота 1950...1960-х годов выпуска). Сегодня имеются потенциальные возможности повышения проходки на долотах малого диаметра при применении долот истирающе-режущего типа, например, долот PDC;

2. Общая продолжительность спуско-подъемных операций (СПО) снижается, также снижается продолжительность основных и непроизводительных работ из-за облегчения всех видов колонн;

3. Продолжительность строительно-монтажных работ может быть снижена в 2–3 раза.

В целом, с уменьшением диаметра долота возрастает производительность труда, коммерческая и цикловая скорость бурения. В различные периоды развития скважинных технологий к вопросу бурения малым диаметром неоднократно обращались различные буровые подрядчики и нефтегазодобывающие компании, но до сих пор вопрос остается открытым, несмотря на очевидные и доказанные предпосылки.

Обоснование траектории КНБК сверхмалого диаметра и определение минимального возможного радиуса кривизны

При выборе допустимой интенсивности искривления ствола скважины в первую очередь следует учитывать радиус кривизны, который подбирают из условий:

- а) минимизации остаточных деформаций при прохождении и работы оборудования на искривленном участке канала;
- б) сведения к минимуму влияния упругих деформаций элементов конструкции компоновки перфобура при её прохождении через искривленный участок.

Необходимо также учитывать вероятность износа обсадной колонны и образования канавок на внутренней части обсадной колонны [12].

Проектированием КНБК с минимальными радиусами кривизны, позволяющим оптимизировать профиль скважины, занимались исследователи: Калинин А.Г., Султанов Б.З., Н.А. Григорян, Морозов Ю.Т. и др., а так же научные организации: ВНИИБТ, БашНИПИнефть ТатНИПИнефть и др. [11, 12]. Получены аналитические зависимости, связывающие механические параметры КНБК, геологические особенности пластов, энергетические возможности спускоподъемной техники [12, 13].

Забуривание бокового канала (ствола) является наиболее энергоемким процессом при строительстве многозабойных скважин. Компоновка, находясь на клине-отклонителе, постепенно переходит в породу по определенной траектории. От формы траектории зависит характер сил, действующих на компоновку.

Составим уравнение движения шарнирной компоновки перфобура при резке (фрезеровании) окна канала из клина отклонителя. Расчетная схема показана на рис. 1.

Пусть КНБК, состоящая из шпинделя 4 с долотом 2, общей длиной l_0 (до линии перегиба кривого переводника 6), двигается так, что её конец (точка А) скользит по клину 1 по прямой OO_1 , а скорость точки В равняется V и

направлена по прямой АВ.

В начальный момент точка С, имитирующая выступ долота, также принадлежит прямой ОО₁, но при движении точки А по клину точка С начинает двигаться по некоторой кривой. Через определенный промежуток времени точка А проходит на кривую, описанную точкой С, которая продолжает движение уже по другой траектории и т.д. по бурящемуся каналу. Таким образом, мы получаем траекторию канала, которая состоит из суммы дуг кривых, имеющих в общих точках общие касательные, за исключением точки перехода с прямолинейного клина на криволинейный канал.

В общем виде движение шпиндельной секции КНБК перфобура длиной l_0 при кривой секции запишется следующим образом (рис. 2):

$$\begin{cases} l_0 \frac{d(\varphi + \psi)}{ds} = \sin \varphi \\ l_0 \frac{d(\varphi + \psi)}{dt} = \frac{ds}{dt} \sin \varphi \end{cases}, \quad (1)$$

где $\frac{ds}{dt} = v_A$ — скорость точки А по кривой;
 ψ — угол наклона касательной к кривой в точке А;
 φ — угол между шпинделем длиной l_0 и v_A .

Для первого участка будем иметь:

$$l_0 \frac{d\varphi_1}{ds} = \sin \varphi_1.$$

Интегрируя, получим:

$$tg \frac{\varphi_1}{2} = tg \left(\frac{\varphi_{10}}{2} e^{s/l_0} \right).$$

Начальные условия: при $s = 0$, и малости углов $\varphi_1 = \varphi_{10} = h/l_0$. (2)

Для второго участка имеем:

$$l_0 \frac{d(\varphi_2 + \varphi_1)}{ds} = \sin \varphi_2.$$

Выразим ds_x через ds , т.е. свяжем перемещение точки А по второму участку с перемещением точки А по первому участку:

$$\begin{aligned} ds_x &= \left(\frac{l_0}{tg \varphi_1} + h \right) d\varphi_1 = \left(\frac{l_0}{tg \varphi_1} + h \right) \frac{\sin \varphi_1}{l_0} ds = \\ &= \left(\frac{1}{tg \varphi_1} + tg \varphi_{10} \right) \sin \varphi_1 ds. \end{aligned}$$

Тогда для второго участка:

$$\begin{aligned} l_0 \frac{d\varphi_2}{ds} - \sin \varphi_1 \left(\frac{1}{tg \varphi_1} + tg \varphi_{10} \right) \sin \varphi_2 &= -l_0 \frac{d\varphi_1}{ds}; \\ \frac{d\varphi_2}{ds} - \sin \varphi_1 \left(\frac{1}{tg \varphi_1} + tg \varphi_{10} \right) \sin \varphi_2 &= -\sin \varphi_1. \end{aligned}$$

Начальные условия:

при $s/l_0 = 0$, $\varphi_2 = \varphi_{10} - \varphi_0$.

Или окончательно в общем случае:

$$\frac{d\varphi_n}{ds} - \sin \varphi_{n-1} \left(\frac{1}{tg \varphi_{n-1}} + tg \varphi_{10} \right) \sin \varphi_n = -\sin \varphi_{n-1}.$$

При $s/l_0 = 0$, $\varphi_2 = \varphi_{(n-1)k}$,

где $\varphi_{(n-1)k}$ — конечный угол на (n-1)-м участке.

Так как углы φ_{10} , φ_1 , ..., φ_n являются малыми, то справедливы следующие приближенные уравнения [14]:

$$\begin{cases} \varphi_1 = \varphi_{10} e^{s/l_0}, \\ \frac{d\varphi_2}{ds/l_0} - \varphi_2 = -\varphi_1, \\ \dots\dots\dots \\ \frac{d\varphi_n}{ds/l_0} - \varphi_n = -\varphi_{n-1} \end{cases}, \quad (3)$$

при прежних начальных условиях (2).

Система уравнений (3) решалась по методу ВНИИБТ [11–17], в результате получили:

$$\begin{aligned} \varphi_1 &= \varphi_{10} e^{s/l_0}, \\ \varphi_2 &= e^{s/l_0} \left(\frac{\varphi_{10}}{l_0} - \varphi_{10} - s/l_0 \right), \\ \varphi_3 &= e^{s/l_0} \left[\frac{\varphi_{20}}{l_0} - \frac{\varphi_{10}}{l_0} - \varphi_{10} s/l_0 + \frac{1}{2!} (s/l_0)^2 \right] \\ &\dots\dots\dots \\ \varphi_n &= e^{s/l_0} \left[\frac{\varphi_{(n-1)k}}{l_0} - \frac{\varphi_{(n-2)k}}{l_0} - \varphi_{10} s/l_0 + \frac{1}{2!} \frac{\varphi_{(n-3)k}}{\varphi_{10}} (s/l_0)^2 + \dots \right. \\ &\dots + (-1)^{n-2} \frac{1}{(n-2)!} \frac{\varphi_{10} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} (s/l_0)^{n-2} + \dots \\ &\left. \dots + (-1)^{n-1} \frac{1}{(n-1)!} (s/l_0)^{n-1} \right], \end{aligned}$$

где

$$\varphi_{1k} = \varphi_{10} e;$$

$$\frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} = e - 1;$$

$$\frac{\varphi_{2k}}{\varphi_{10}} = e \left(\frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} - 1 \right);$$

$$\frac{\varphi_{3k}}{\varphi_{10}} = e \left(\frac{\varphi_{2k}}{\varphi_{10}} - \frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} + \frac{1}{2!} \right);$$

$$\begin{aligned} &\dots\dots\dots \\ \frac{\varphi_{nk}}{\varphi_{10}} &= e \left[\frac{\varphi_{(n-1)k}}{\varphi_{10}} - \frac{\varphi_{(n-2)k}}{\varphi_{10}} + \frac{1}{2!} \frac{\varphi_{(n-3)k}}{\varphi_{10}} + \dots \right. \\ &\dots + (-1)^{n-2} \frac{1}{(n-2)!} \frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} + \dots \\ &\left. \dots + (-1)^{n-1} \frac{1}{(n-1)!} \right]. \end{aligned}$$

Подсчитаем значения соотношений для компоновки перфобура:

$$\frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}}, \frac{\varphi_{2k}}{\varphi_{10}}, \frac{\varphi_{3k}}{\varphi_{10}}.$$

В таб. 1 приведены полученные значения отношений $\varphi_{nk}/\varphi_{10}$.

Рассмотрим уравнение:

$$\frac{d\varphi_n}{ds/l_0} = \varphi_n - \varphi_{n-1}.$$

Так как φ_{n-1} монотонно возрастает, то в начальный момент:

$$\left. \frac{d\varphi_n}{ds/l_0} \right|_{s/l_0=0} > 0.$$

Если в какой-то момент $d\varphi_n/ds/l_0$ станет отрицательным, то это будет означать, что $\varphi_n < \varphi_{n-1}$ и в дальнейшем φ_n будет убывать, а φ_{n-1} возрастает, т. е. далее будет выполняться условие $\varphi_n < \varphi_{n-1}$, в частности, $\varphi_{nk} < \varphi_{(n-1)k}$. Как видно из таблицы 1, $\varphi_{nk} < \varphi_{(n-1)k}$ при $n \geq 26$.

Следовательно, $\varphi_n (s/l_0)$ на участках $1 \leq n \leq 26$ монотонно возрастает в пределах $\varphi_{n0} \leq \varphi_n \leq \varphi_{nk}$, т. е. сохраняет значение, близкое к $2\varphi_{10}$.

Отсюда радиус искривления (см. рис. 2), практически начиная с третьего участка, равен: $R = l_0/\varphi_n = l_0/2\varphi_{10}$.

Так как

$$\varphi_{10} = \frac{D_d - D_{БЗЛ}}{2l_0}$$

(где $D_d - D_{БЗЛ} = (58 - 43) = 15$ мм — разность диаметров долота и двигателя), то

$$R = \frac{l_0^2}{D_d - D_{БЗЛ}} \approx 2,6 \text{ м},$$

что совпадает с геометрическим расчетом радиуса кривизны для случая асимметричного разрушения забоя [18], тогда при $l_0 = 300$ мм, $R = 6$ м; при $l_0 = 400$ мм, $R = 10,7$ м.

В таб. 1 приведены значения минимально допустимых радиусов кривизны КНБК перфобура при различных диаметрах долота. КНБК перфобура с гибкими межкорпусными и межроторными сочленениями, позволяющие получить минимальный радиус кривизны при бурении перфорационных каналов, представлена на рис. 3.

Варьируя диаметр долота и длину шпиндельной секции, можно определить радиус кривизны канала для различных мощностей продуктивной зоны пласта скважины.

Сделать точные выводы о дальнейшей траектории на основании уравнений (3) нельзя ввиду их приближенности и из-за накопления ошибок вычислений [17].

Однако можно заметить, что если компоновку, представленную на рис. 3, поместить в канал, искривленный по окружности радиуса R , то в дальнейшем движение будет происходить по окружности того же радиуса, что было установлено при лабораторных испытаниях на экспериментальном стенде.

Действительно, для этого случая будем иметь:

$$l_0 \frac{d\varphi}{ds} - \sin \varphi = -l_0 \frac{d\psi}{ds},$$

$$\text{где } \frac{d\psi}{ds} = \frac{1}{R},$$

Тогда:

$$l_0 \frac{d\varphi}{ds} = \sin \varphi - l_0 \frac{1}{R},$$

$$\frac{d\varphi}{\sin \varphi - \frac{l_0}{R}} = \frac{ds}{l_0}.$$

То есть если $s = 0$, то в начальный момент будет выполняться условие:

$$\sin \varphi_0 = \frac{l_0}{R}.$$

При этом длина пути КНБК, необходимая для достижения значения φ , отличного от φ_0 , выразится формулой:

$$s = l_0 \int_{\varphi_0}^{\varphi} \frac{d\varphi}{\sin \varphi - \frac{l_0}{R}}.$$

Так как знаменатель подинтегрального выражения при

$$\varphi_0 = \arcsin \frac{l_0}{R}$$

обращается в нуль, то значение этого несобственного интеграла равно ∞ .

Следовательно, угол φ не может принимать другого значения, кроме $\varphi = \varphi_0$. Таким образом, движение продолжается по той же окружности.

В то же время мы показали, что если движение начинается с прямого участка клина отклонителя, то траектория приближается к той же окружности.

Если рассматривать начало движения со второго участка, который представляет собой участок логарифмической спирали, то в дальнейшем траектория также приближается к окружности. Таким образом, можно сделать вывод: если движение начинается с 26-го участка, весьма близкого к окружности, то и в дальнейшем движение будет происходить по траектории, близкой к окружности, радиус которой совпадает с радиусом окружности, в которую вписывается компоновка.

Отсюда, траекторию канала, получаемую

$\frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} = 1,7182$	$\frac{\varphi_{11k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{21k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{2k}}{\varphi_{10}} = 1,9524$	$\frac{\varphi_{12k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{22k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{3k}}{\varphi_{10}} = 1,9957$	$\frac{\varphi_{13k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{23k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{4k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{14k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$	$\frac{\varphi_{24k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{5k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{15k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$	$\frac{\varphi_{25k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{6k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{16k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$	$\frac{\varphi_{26k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{7k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{17k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$	$\frac{\varphi_{27k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$
$\frac{\varphi_{8k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{18k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$	$\frac{\varphi_{28k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$
$\frac{\varphi_{9k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{19k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$	$\frac{\varphi_{29k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$
$\frac{\varphi_{10k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{20k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$	$\frac{\varphi_{30k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$

Таб. 1 — Значения отношений $\varphi_{ik}/\varphi_{10}$

Диаметр долота (мм)	Радиус кривизны (м)
55	3,25
56	3
57	2,78
58	2,6
59	2,43

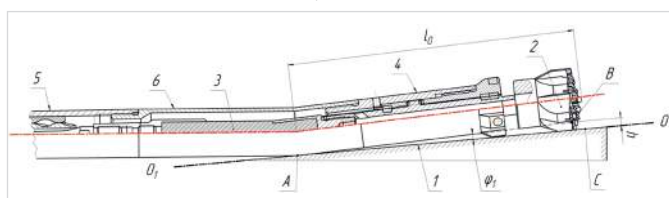
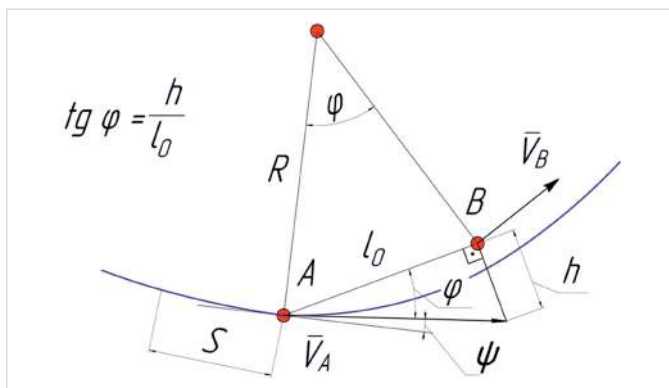
Таб. 2 — Зависимость радиуса кривизны от диаметра долота при $l_0 = 200$ ммРис. 1 — Расчетная схема входа реззки окна канала:
1 — клин отклонителя; 2 — долото; 3 — гибкий вал;
4 — шпиндельная секция ВЗД длиной l_0 ВЗД 2Д-43.5/6; 5 — силовая секция ВЗД 2Д-43.5/6; 6 — переводник кривой

Рис. 2 — Расчетная схема движения шпиндельной секции винтового забойного двигателя 2Д-43.5/6



Рис. 3 — Сборка КНБК перфобура с гибкими соединениями для испытаний на стенде УГНТУ

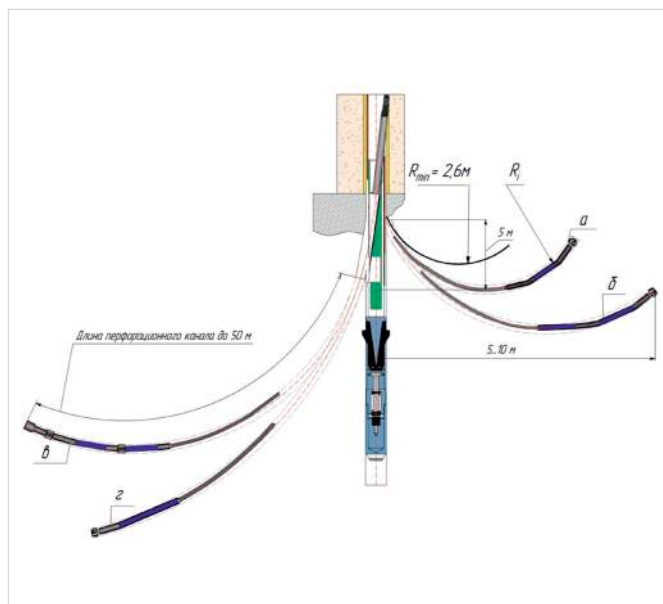


Рис. 4 — Прогнозируемые профили перфорационных каналов при угле отклонителя 7°

а — траектория ствола радиусом 3,5 м КНБК перфобура с односекционным ВЗД Д-43.5/6 и одним центратором, угол искривления шпинделя-отклонителя (ШО) 8°28';
б — траектория ствола радиусом 5,5 м КНБК перфобура с двух секционным ВЗД 2Д-43.5/6 и гибкими межкорпусными сочленениями, угол искривления ШО с гибким валом 6°30';
в — траектория ствола радиусом 7,7 м КНБК перфобура с двух секционным ВЗД 2Д-42.9/10 и с двумя центраторами, угол искривления ШО 5°;
г — траектория ствола радиусом 12 м КНБК перфобура с односекционным ВЗД 2Д-43.5/6 без центраторов, угол искривления ШО 4°

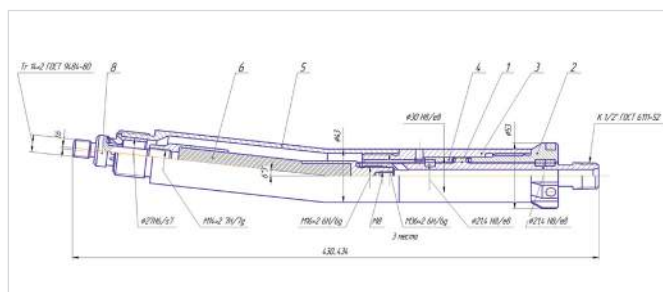
Рис. 5 — Шпиндель-отклонитель перфобура с гибким валом
1 — вал шпинделя; 2 — гайка-ниппель; 3 — корпус шпинделя;
4 — опора радиально-осевая; 5 — переводник кривой;
6 — вал гибкий; 7 — полумуфта гибкого вала

Рис. 6 — Шпиндельная секция с шарнирным соединением (сверху) и гибкие межкорпусные и межторторные сочленения перфобура (внизу)

при помощи гибких отклонителей, можно с достаточной степенью точности принимать за дугу окружности.

Выбор радиуса кривизны при различных КНБК перфобура

Определение минимально возможного радиуса кривизны перфорационного канала производилось по формуле [13, 19]:

$$R \geq \frac{L_{ВЗД}^2}{8(D_{Д} - D_{ВЗД})} - 0,5D_{ВЗД}, \quad (4)$$

где $L_{ВЗД}$ — длина статора с верхним переводником до места искривления ВЗД;

$D_{ВЗД}$ — наружный диаметр статора ВЗД;

$D_{Д}$ — диаметр долота.

Угол искривления ВЗД определяли из полученной на стадии разработки эскизного проекта зависимости:

$$\beta = \arcsin \left[\frac{L_{ВЗД}}{2(0,5D_{ВЗД} + 0,5D_{Д})} + \frac{L_{шп}}{k_n D_{ВЗД} + 0,5D_{Д}} \right], \quad (5)$$

где $L_{шп}$ — длина шпинделя от места искривления ВЗД до конца долота;

k_n — поправочный коэффициент на разницу форм

осевых линий (прямолинейной у шпинделя с долотом и криволинейной у ствола перфорационного канала, $= 1,03 \dots 1,05$).

Используя исходные данные: $L_{ВЗД} = 0,6$ м, $D_{ВЗД} = 0,043$ м, $D_{Д} = 0,056$ м, $L_{шп} = 0,225$ м, $k_n = 1,03$, получен предельно малый радиус кривизны ствола канала $R = 3,5$ м и угол искривления ВЗД $\beta = 8^\circ 28'$ (рисунок 4 а).

Были спроектированы следующие инструментальные компоновки:

1. Компоновка с двух секционным укороченным статором ВЗД (2Д-43.5/6) и гибкими межкорпусными сочленениями со следующими параметрами: $L_{ВЗД} = 0,73$ м, $D_{ВЗД} = 0,043$ м, $D_{Д} = 0,056$ м, $L_{шп} = 0,265$ м, $\beta = 6^\circ 30'$, при которых радиус кривизны перфорационного канала, пробуренного в цементно-песчаном блоке в стендовых условиях, составил $5,5 \dots 5,6$ м (рис. 4 б);
2. Компоновка с двухсекционным укороченным статором ВЗД 2Д-43.5/6 и двумя центраторами диаметрами 56 мм, установленными на расстоянии 570 мм и 1480 мм от долота, имеет следующие параметры: $L_{ВЗД} = 0,5$ м, $D_{ВЗД} = 0,043$ м, $D_{Д}$

$= 0,058$ м, $L_{шп} = 0,43$ м, $\beta = 5^\circ$, при которых радиус кривизны перфорационного канала, пробуренного в стендовых условиях, составил 7,7 м (рис. 4 в). Компоновка спроектирована таким образом, чтобы свести к минимуму величины действия изгибающих моментов, влияние которых на КНБК перфобура подробно описано в статье [20]. В качестве забойного двигателя выбран ВЗД модели Д-42.9/10, перекашивающий момент на валу которого на два порядка меньше, чем у модели Д-43.5/6 при схожих технических и энергетических характеристиках. Использование винтового забойного двигателя типа Д-42, взамен ранее использованного Д-43, позволит снизить вибрацию в КНБК перфобура и обеспечить надежную работу оборудования в перфорационном канале с малым радиусом кривизны за счет многократно меньшего перекашивающего момента и достаточной величины крутящего момента;

3. Компоновка с односекционным удлиненным статором ВЗД Д-43.5/6 без гибких

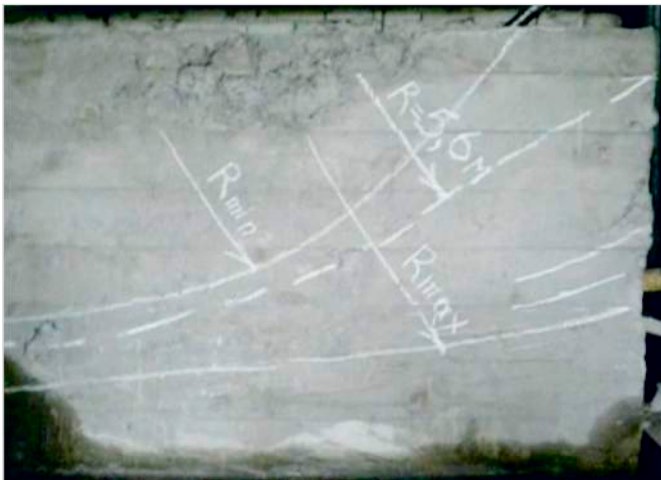


Рис. 7 — Пробуренный канал в песчано-цементном блоке с радиусом кривизны менее 5,3 метра

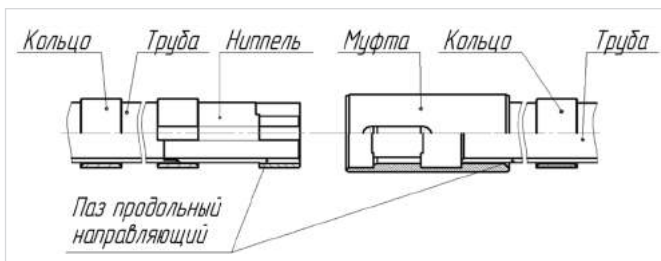


Рис. 8 — Соединение секций корпусов муфта-нипельного замка



Рис. 9 — Процесс бурения канала в песчаном блоке КНБК перфобура с гибким соединением



Рис. 10 — Замеры радиусов кривизны



Рис. 11 — Деформация и разгерметизация многослойного гибкого соединения — сверху, снизу — новое гибкое соединение с дополнительным слоем

межкорпусных сочленений имела следующие параметры: $L_{взд} = 1,08$ м, $D_{взд} = 0,043$ м, $D_d = 0,056$ м, $L_{ин} = 0,36$ м, $\beta = 4^\circ$, при которых радиус кривизны перфорационного канала, пробуренного в стендовых условиях, составил 12...13 м (рис. 4 г) [21].

На рис. 4 представлены сравнительные профили перфорационных каналов с рассчитанными радиусами кривизны, полученные компоновками с различными базовыми узлами перфосистемы.

Стендовые испытания перфобура с гибкими соединениями

С целью уменьшения радиуса кривизны при бурении перфорационных каналов был спроектирован шпindelь-отклонитель с гибким валом и кривым переводником с углом перегиба $6,3^\circ$ (рис. 5).

В ходе дальнейших исследований технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта с применением «Перфобура» в ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» были изготовлены специальные укороченные пары ротор-статор, гибкие межкорпусные сочленения — в ООО «СП Витценманн-Россия», гибкие межроторные сочленения — в ОАО «Завод гибких валов» (рис. 5–6). Использование КНБК с короткими двигательными секциями и гибкими межкорпусными и межроторными сочленениями должно способствовать уменьшению радиуса кривизны до показателя 5,3 м, а возможно и менее (рис. 7), что и было достигнуто при стендовых испытаниях.

В трубных корпусах перфобура выполнены направляющие пазы для задания необходимого направления движения КНБК, получения требуемой траектории ствола перфорационного канала и восприятия реактивного момента от специального винтового двигателя. Направляющие пазы можно изготавливать по винтовой линии с правым или левым направлением, с различным шагом, что позволит управлять траекторией канала при его строительстве, соответственно проведя СПО, что при использовании колтюбинга не займет много времени.

Секции корпусов соединяются между собой посредством специального муфтового-ниппельного замка, обеспечивающего совпадение направляющих пазов трубных корпусов и надежное закрепление от проворота и осевого перемещения (рис. 8). Процесс бурения перфорационного канала и замеры радиусов кривизны представлены на рисунках 9 и 10, соответственно.

В процессе опытно-промысловых работ на скважине № 952 Чермасанского месторождения в ООО НГДУ «Чекмагушнефть» произошло разрушение гибкого межкорпусного соединения укороченного ВЗД [21], и от их применения пришлось отказаться из-за экономических и технологических трудностей изготовления более толстостенной конструкции (хотя окончательно от этого конструктивного решения мы не отказались).

Гидравлические расчеты показали, что гибкие соединения должны выдерживать перепад давления в 17 МПа, однако опрессовка гибкого соединения с одним дополнительным слоем при давлении 12 МПа привела к его разгерметизации и деформации (рис. 11). Вероятно, что применение новой технологии изготовления и дополнительные

слои соединения позволят увеличить его герметичность и повысить восприятие осевой нагрузки, но работы в этом направлении еще не проводились.

Итоги

Статья посвящена изучению минимально возможных радиусов кривизны перфорационных каналов, пробуренных с использованием технической системы «Перфобур». Аналитически и экспериментально установлено, что использование в составе «Перфобура» гибких межроторных и межкорпусных соединений позволяет пробурить каналы с радиусами кривизны от 3,5 до 12 метров. Применение модернизированной конструкции перфобура позволяет выполнять бурение перфорационных каналов с радиусами кривизны от 3,5 до 12 метров, контролируя их длину до 14 метров и траектории по азимутальному углу, дискретно изменяя конструкцию компоновки системы, в условиях буровой.

Выводы

1. Аналитически установлено, что использование гибких соединений в составе КНБК перфобура позволяет получить траекторию перфорационного канала с минимальным радиусом кривизны, схожую с дугой окружности, в которую вписывается компоновка.
2. Получена аналитическая зависимость, устанавливающая взаимосвязь геометрических параметров малогабаритной компоновки технической системы «Перфобур» с кривизной траектории канала.
3. Расчетным и графическим методом выполнена оценка и доказана возможность бурения перфорационных каналов с наименьшим радиусом кривизны в зависимости от диаметра долота и линейных размеров шпиндельной секции, который составляет 2,6 м при длине шпинделя 200 мм.
4. Аналитически построены сравнительные профили перфорационных каналов с различными радиусами кривизны: 3,5 м; 5,5 м; 7,7 м и 12 м для работоспособных компоновок, спроектированных с центрирующими элементами, размещенными в конструктивных местах технической системы «Перфобур».

Список используемой литературы

1. Кувыкин С. И. Бурение разведочных скважин малого диаметра. М.: Гостехиздат, 1957. 84 с.
2. Кагарманов Н.Ф., Давлетбаев М.Р., Самигуллин В.Х., Шайнуров Р.С., Юмашев Р.Х., Гилязов Р.М. Вскрытие продуктивных пластов горизонтальными скважинами. Межвузовский тематический сб. науч. тр. Уфа: УГНТУ, 1996. С. 159–174.
3. Кагарманов Н.Ф., Муратов М.У. Бурение скважин малого диаметра в Башкирии. Уфа: УНИ, 1959. 115 с.
4. Федоров В.С. Технико-экономические преимущества бурения скважин малого диаметра. Грозный: Сб. работ ГрозНИИ, 1947. 21 с.
5. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения. М.: Гостехиздат, 1958. 125 с.
6. Замятина А.Ф., Баранников Э.И. Новое в бурении скважин малого диаметра.

Уфа: Башкиргиздат, 1964. 17 с.

7. Польшаков И.С. Опыт бурения скважин малого диаметра. Новости нефтяной техники // Серия нефтепромысловое дело. 1958. Вып. 11. 73 с.
8. Тарасевич В.И. О закономерности изменения удельной забойной мощности в зависимости от глубины скважин // Нефтяное хозяйство. 1962. № 9. С. 9–14.
9. Кулиев А.Э., Гусейнов Ф.М. О влиянии размера шарошечных долот на скорость проходки. Азербайджан: АЗНХ. 1962. № 6. 76 с.
10. Замятина А.Ф., Кагарманов Н.Ф. Теоретические предпосылки бурения скважин малого диаметра. «Технология бурения нефтяных скважин» Сб.тр. УфаНИИ. Уфа: Башкирское книжное издательство. 1965. Вып. XVI. С. 62–74.
11. Васильев Ю.С., Калинин А.Г., Попов В.М. К определению искривления ствола при работе с шарнирным отклонителем. М.: Недра. Труды ВНИИБТ, вып. XVII, 1967. С. 35–40.
12. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение нефтяных и газовых скважин: Справочник. М.: Недра, 1997. 648 с.
13. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П. и др. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. 573 с.
14. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М.: Наука, 1973. 832 с.
15. Бронзов А.С., Васильев Ю.С., Шетлер Г.А. Турбинное бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1965. 248 с.
16. Анненков Г.Г. Определение закономерностей набора кривизны снарядам новых конструкций // Сборник «Методика и техника разведки» № 48. ВИТР. 1964. 52 с.
17. РД 39-2-910-83 Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин М.: Миннефтепром, 1983. 152 с.
18. Калинин А. Г. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990. 348 с.
19. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Павлихин А.С. Профили наклонных скважин и компоновки низа бурильной колонны. М.: Недра, 1995. 300 с.
20. Лягов И.А. Анализ результатов промысловых испытаний технической системы «Перфобур». Аналитический синтез базовых узлов «Перфобура» повышенной надежности для бурения сверхдлинных каналов по прогнозируемой траектории // Нефтегазовое дело. 2014. № 1. С. 52–76.
21. Шамов Н.А., Лягов А.В., Пантелеев Д.В., Васильев А.В., Лягова М.А., Лягов И.А., Назаров С.В., Асеев Е.Г. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 2. С. 131–174. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Shamov/Shamov_1.pdf

Choice the valid radius of curvature for drilling small diameter channels by the Perfodrill technical system

Authors:

Aleksandr V. Lyagov — doctor of engineering, professor, chief specialist department of well construction¹; lyagovav@bashneft.ru

Il'ya A. Lyagov — postgraduate student²; lyagov@mail.ru

¹Bashnipeft LLC, Ufa, Russian Federation

²National University of Mineral Resources (Mining University), St. Petersburg, Russian Federation

Abstract

This article describes the experience of using a part of the bottom of the layout of the drill string perfodrill of small screw motor section and flexible interbody and between the rotor joints that reduce the radius of curvature to a value of 5.3 m, and possibly less, as evidenced by bench tests.

Moreover, the analytical studies suggest that the use of flexible compounds in the bottom of the layout of the drill string perfodrill provides trajectories of perforations with a minimum radius of curvature similar to the arc of a circle which is inscribed the Perfodrill BHA.

Materials and methods

1. Determination of the smallest radius of perforation channel curvature drilled by a technical system «Perfodrill».
2. Research of the perforation channel trajectory in applying the «Perfodrill» technology.
3. The stand experiments of the drilling

channels in concrete block by the new technology with flexible connections.

Results

The article describes the smallest radius of perforation channel curvature drilled by the «Perfodrill» technical system. Analytically and experimentally established that the use in the BHA of Perfodrill special flexible connection allows to drill a channels with a radius of curvature from 3.5 to 12 meters. Modernized Perfodrill BHA can drilling perforations channel with small radius of curvature from 3.5 to 12 meters, controlling their length and trajectory up to 14 meters (on the first stage of the project).

Conclusions

1. Analytically proved that using flexible connections in the composition perfodrill BHA allows to obtain perforation path with minimum curvature radius similar to a circular arc which fits into the layout.

2. The analytic dependence between geometric parameters of compact layout of the technical system «Perfodrill» and path curvature channel is obtained.
3. Possibility to drilling perforations with the smallest curvature radius depending on the diameter of the bit and the linear dimensions of spindle section that is 2.6 m at 200 mm long spindle was estimated and proved by calculation and graphical methods.
4. Analytical comparative profiles of perforations with various curvature radius: 3.5 m, 5.5 m, 7.7 m, 12 m were constructed for functional-designed layouts with centering elements placed in the field of structural technical system «Perfodrill».

Keywords

perforation channel, well completion, positive displacement motor (PDM), bearing section of PDM, radius of curvature, bending moment, flexible-tube, bottom-hole assembly (BHA)

References

1. Kuvykin S. I. *Burenie razvedochnykh skvazhin malogo diametra* [Exploratory drilling with a small diameter]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1957, 84 p.
2. Kagarmanov N.F., Davletbaev M.R., Samigullin V.Kh., Shaynurov R.S., Yumashev R.Kh., Gilyazov R.M. *Vskrytie produktivnykh plastov gorizontal'nymi skvazhinami* [Drilling into productive formations by horizontal wells] International conference, scientific conference abstracts. Ufa: USPTU, 1996, pp. 159–174.
3. Kagarmanov N.F., Muratov M.U. *Burenie skvazhin malogo diametra v Bashkirii* [Small diameter well in republic of Bashkortostan]. Ufa: UPI, 1959, 115 p.
4. Fedorov V.S. *Tekhniko-ekonomicheskie preimushchestva burenia skvazhin malogo diametra* [Technical and economic advantage of drilling small diameter] Grozny: GrozNII, 1947, 21 p.
5. Fedorov V.S. *Proektirovanie rezhimov burenia* [Design of drilling modes]. Moscow: Gostoptekhnizdat, 1958, 125 p.
6. Zamyatina A.F., Barannikov E.I. *Novoe v burenii skvazhin malogo diametra* [New in a small diameter well drilling]. Ufa, *Bashknig-oizdat*, 1964, 17 p.
7. Pol'shakov I.S. *Opyt burenia skvazhin malogo diametra. Novosti nefyanoy tekhniki* [Experience of a small diameter well drilling]. *Seriya neftepromyslovoe delo*, 1958, issue 11, 73 p.
8. Tarasevich V.I. *O zakonmernosti izmeneniya udel'noy zaboynoy moshchnosti v zavisimosti ot glubiny skvazhin* [About the specific regularities of changes downhole power depending on the depth of the wells]. Oil industry, 1962, issue 9, pp. 9–14.
9. Kuliev A.E., Guseynov F.M. *O vliyani razmera sharoshechnykh dolot na skorost' prokhodki* [Influence the size of rock bits on rate of drilling]. *Azerbaydzhan: AzNKh*, 1962, issue 6, 76 p.
10. Zamyatina A.F., Kagarmanov N.F. *Teoreticheskie predposylki burenia skvazhin malogo diametra. «Tekhnologiya burenia neftyanykh skvazhin»* [Theoretical preconditions of small diameter well drilling. «The technology of oil drilling»]. Collection of studies UfaNII Ufa: *Bashkirkoe knizhnoe izdatel'stvo*, 1965. Vyp. XVI, pp. 62–74.
11. Vasil'ev Yu.S., Kalinin A.G., Popov V.M., *K opredeleniyu iskrivleniya stvola pri rabote s sharnirnym otklonitelem* [By definition, stem curvature when working with swivel diverter] Moscow: Nedra, 1967, pp. 35–40.
12. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodskiy K.M., Sultanov B.Z. *Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin: Spravochnik* [Drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra, 1997, 648 p.
13. Shenberger V.M., Zozulya G.P. i dr. *Tekhnika i tekhnologiya stroitel'stva bokovykh stvolov v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh* [Technique and technology of building laterals in oil and gas wells]. Tutorial, Tyumen: TSOGU, 2006, 573 p.
14. Korn G. *Spravochnik po matematike dlya nauchnykh rabotnikov i inzhenerov* [Mathematical Handbook for Scientists and Engineers]. Moscow: Nauka, 1973, 832 p.
15. Bronzov A.S., Vasil'ev Yu.S., Shetler G.A. *Turbinnoe burenie naklonnykh skvazhin* [Drilling directional wells by turbodrill]. Moscow: Nedra, 1965, 248 p.
16. Annenkov G.G. *Opredelenie zakonmer-nostey nabora krivizny snaryadom novykh konstruksiy* [Determination of a slide down curvature radius by the drilling with the new constructions BHA]. *«Metodika i tekhnika razvedki»* issue 48. *VITR*, 1964, 52 p.
17. RD 39-2-910-83 *Instruktsiya po bureniiu naklonno-napravlennoy skvazhin* [Instructions for drilling directional wells]. Moscow: Minnefteprom, 1983, 152 p.
18. Kalinin A. G. *Burenie naklonnykh skvazhin: Spravochnik / Pod red. A.G. Kalinina* [Slant hole drilling]. M.: Nedra, 1990, 348 p.
19. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodskiy K.M., Pov-alikhin A.S. *Profili napravlennoy skvazhin i komponovki niza buril'noy kolonny* [Profiles directional wells and BHA]. Moscow: Nedra, 1995, 300 p.
20. Lyagov I.A. *Analiz rezul'tatov promyslovykh ispytaniy tekhnicheskoy sistemy «Perfobur»*. *Analiticheskiy sintez bazovykh uzlov «Perfobura» povyshennoy nadezhnosti dlya burenia sverkhdlinnykh kanalov po prognoziruemoy traektorii* [Analysis of the results of the perfodrill technical system fields test. Analytical synthesis of the perfodrill main components of high ependability (high reliability) for drilling ultra-long perforation channels along a predicted trajectory]. *Neftegazovoe delo*, 2014, issue 1, pp. 52–76.
21. Shamov N.A., Lyagov A.V., Panteleev D.V., Vasil'ev A.V., Lyagova M.A., Lyagov I.A., Nazarov S.V., Aseev E.G. *Tekhnika i tekhnologiya sozdaniya sverkhglubokikh perforatsionnykh kanalov* [Equipment and technology creation of ultra-deep perforations]. *Elektronnyy nauchnyy zhurnal Neftegazovoe delo*, 2012, issue 2, pp. 131–174. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/Shamov/Shamov_1.pdf

Технология увеличения производительности нефтяных скважин

М.Д. Валеев

д.т.н., профессор, заместитель генерального директора¹
2743235@bk.ru

А.В. Севастьянов

исполнительный директор²
areopag-spb@yandex.ru

Ю.В. Нигай

главный инженер проектов²
areopag-spb@yandex.ru

Р.С. Третьяков

руководитель отдела инжиниринга²
areopag-spb@yandex.ru

¹ООО «Карбон», Уфа, Россия

²ООО «Завод дозирочной техники «Ареопэг», Санкт-Петербург, Россия

В работе приводится краткий анализ существующих методов снижения затрубного давления в добывающих скважинах. Опыт внедрения существующих технологий откачки газа с затрубного пространства нефтяных скважин показывает возможность значительного увеличения дебитов скважин по нефти до 20 м³/сут. Экономическая эффективность может достигать до 3 млн рублей/месяц.

Материалы и методы

Предлагаемая новая технология откачки газа из затрубного пространства нефтяных скважин реализуется с помощью наземного устройства состоящего из цилиндра с двумя поршнями, соединенными штоком проходящим через центральный сальник, разделяющим внутреннюю полость цилиндра между поршнями на две части соединенные с выкидной линией и образующие две камеры с торцами цилиндра соединенные с затрубным пространством, переключателя потока для поочередного направления потока жидкости с выкидной линии в правую и левую части внутренней полости цилиндра обеспечивающая возвратно поступательное движение поршней и принудительную откачку газа из затрубного пространства нефтяной скважины.

Ключевые слова

нефтяная скважина, производительность скважины, установка скважинная оборудованная штанговым насосом, плунжерная пара, насосно-компрессорная труба (НКТ), выкидная линия, давление газа, затрубное пространство, откачка газа, нагнетательный клапан, всасывающий клапан, обратный клапан, газоперепускной клапан, динамический уровень, забойное давление, депрессия на пласт

Процесс подъема нефти с забоя добывающих скважин сопровождается сложными изменяющимися во времени термогидродинамическими процессами. Рассмотрим одну из важных составляющих этого процесса — сепарацию газа, которая отрицательно влияет на работу внутрискважинного насосного оборудования из-за его накопления в затрубном пространстве. Во избежание увеличения давления в затрубном пространстве и оттеснения динамического уровня влекущие за собой срыв подачи насоса, газ из затрубного пространства перепускается в выкидную линию или в лифтовую колонну.

Применение напорной системы сбора скважинной продукции сопровождается ростом устьевых давлений и соответственно увеличением затрубных давлений, что снижает эффективность эксплуатации добывающих скважин, поэтому снижение давлений в затрубном пространстве с целью повышения производительности нефтяных скважин является в настоящее время весьма актуальным.

Традиционные технологии механизированной добычи нефти предусматривают отвод газа из затрубного пространства скважин двумя способами:

- на устье — перепуск газа из затрубного пространства в выкидную линию;
- внутрискважинно — перепуск газа из затрубного пространства в лифтовую колонну (НКТ).

Наиболее распространен устьевой перепуск газа из затрубного пространства в выкидную линию.

Каждый из способов имеет свои преимущества и недостатки, однако оба способа имеют существенный недостаток — это отсутствие возможности снижения давления газа в затрубном пространстве ниже коллекторного давления для снижения забойного давления и увеличения производительности нефтяных скважин.

В последние годы все больше и больше находят применение новые технологии механизированной эксплуатации добывающих скважин предусматривающие откачку газа с затрубного пространства со снижением давления ниже коллекторного.

На рис. 1 приведена классификация способов откачки газа из затрубного пространства нефтяных скважин.

Одна из новых технологий (рис. 1а.) предполагает откачку газа из затрубного пространства в колонну насосно-компрессорных труб с помощью плунжерной пары, установленной в верхней части НКТ /1/.

На рис. 2 представлена принципиальная схема установки по откачке газа из затрубного пространства скважины, оборудованной штанговым насосом 1 с газоперепускным клапаном (ГПК-73). В верхней части колонны НКТ устанавливается дополнительная плунжерная пара штангового насоса, диаметр которого превышает диаметр основного откачивающего насоса.

Дополнительная плунжерная пара имеет два газовых всасывающих клапана 2 и 4, расположенных с наружной стороны НКТ по обе стороны плунжера 3, а также два нагнетательных клапана 5 и 7, один из которых установлен непосредственно в этом плунжере, а другой (дополнительный) — в выкидном коллекторе непосредственно на выходе жидкости из НКТ. Затрубное пространство скважины связано с коллектором также с помощью обратного клапана 6.

Работа такой установки состоит в следующем. При ходе плунжера 3 вверх нагнетательный клапан 5 внутри него закрыт и порция жидкости, находящаяся под плунжером нагнетается в выкидную линию через дополнительный нагнетательный клапан 7. Благодаря разнице площадей сечения верхнего и нижнего (рабочего) плунжеров при ходе головки балансира вверх под верхний плунжер одновременно с откачиваемой пластовой жидкостью входит газ из затрубного пространства через нижний всасывающий клапан 2 верхнего насоса.

При ходе головки балансира вниз устьевой клапан 7 закрывается, а нагнетательный клапан 5 внутри верхнего плунжера открывается. Благодаря большому диаметру в этот период из затрубного пространства будет также поступать в область над верхним плунжером газ через верхний газовый всасывающий клапан 4 и т.д.

Внедрение технологии было начато с 2010 году в НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть». Устройством ГПК-73 были оборудованы 35 скважин. Использование устройств позволило снизить давление в затрубном пространстве по этим скважинам с 1,0...1,5 МПа до 0,3...0,5 МПа. Снижение давления в затрубном пространстве в среднем составило 0,9 МПа, а удельная величина потребления электроэнергии на тонну добываемой нефти — на 5...10%.

Средняя наработка на отказ ГПК-73 составила 491 сут. при максимальном значении 1007 сут.

Недостатком приведенной технологии является отсутствие возможности ремонта и замены узлов ГПК-73 без подземного ремонта скважины, а также применение технологии при других механизированных способах добычи нефти.

Новые технологии (рис. 1б. и рис. 1в) были реализованы производственно-сервисной компанией ООО «Югсон-Сервис» г. Тюмень на одной из скважин предприятий в Западной Сибири, которые позволяют снизить давление в затрубном пространстве нефтяных скважин ниже давления в нефтесборном коллекторе и соответственно увеличить дебит нефти, а также способствует решению проблемы утилизации попутного газа. Сущность технологии ООО «Югсон-Сервис» заключается в использовании струйных аппаратов для откачки газа с затрубного пространства и закачки вместе с нагнетаемой водой в нагнетательные скважины (первая схема) и закачки в

выкидную линию (вторая схема). В качестве рабочей жидкости используется вода с напорных водоводов. Ежемесячный экономический эффект составил около 3 млн рублей без учета прибыли на утилизации попутного газа [2]. Массового применения технологии ООО «Югсон-Сервис» в настоящее время не нашли. Одной из причин является использование энергии воды (расход нагнетаемой воды) с напорных водоводов, сложность оптимизации параметров процесса откачки газа и закачки его в нагнетательные скважины.

Новая технология по схеме (рис. 1г) в настоящее время не реализована из-за экономических соображений т.к. требует дополнительных затрат на их реализацию (компрессоры, установки осушки газа, газотранспортные сети и т. д.).

Предлагается новая технология (рис. 1в) с помощью наземного устройства по откачке газа из затрубного пространства нефтяных скважин, которая является универсальной, т.к. может применяться при разных насосных способах добычи нефти. На рис. 3 приведена принципиальная схема

реализации предложенного устройства.

Устройство состоит из цилиндра 1 с двумя поршнями 2 и 3, соединенными штоком 4, проходящим через центральный сальник 5 в цилиндре.

В выкидном коллекторе 6 в скважине установлена разрывная задвижка 7, по обе стороны которой к коллектору подсоединены входной 8 и выходной 9 краны, соединяющие коллектор через переключатель потока 10 с электромагнитом (на рис. 3 не показан) с цилиндром 1 по обе стороны сальника 5.

С торцевых сторон в цилиндр входят электроконтакты 11 и 12, замыкающие цепь электромагнитов переключателя потока 10. Кроме того к обоим торцам цилиндра 1 через обратные клапаны 13, 14, 15 и 16 подведены газовые линии 17 и 18. Линия 17 через задвижку 19 подсоединена к эксплуатационной колонне 20, т.е. к затрубному пространству скважины, а линия 18 соединена с выкидным коллектором 6 за разрывной задвижкой 7 через кран 9. Выкидной коллектор 6 соединен с колонной насосно-компрессорных труб 21, по

которой производится подъем пластовой жидкости.

Переключатель потока 10 соединяет коллектор 6 с цилиндром 1 через задвижку 8 либо с левой, либо с правой стороны сальника 5. При этом соответственно правая или левая стороны цилиндра 1 будут соединены с коллектором 6 за разрывной задвижкой 7 через кран 9.

Для контроля за работой устройства установлены манометры 22, 23 и 24.

Скважина может быть оборудована как штанговым насосом колонна штанг 25 на рис. 3, так и другими типами насосов.

Работа устройства состоит в следующем. В период эксплуатации скважины на приеме глубинного насоса (на рис. 3 не показан) происходит сепарации свободного газа. Часть газа поступает в насос вместе с жидкостью, а часть — в затрубное пространство. Постоянное поступление газа в затрубное пространство повышает в нем давление до значения, близкого к давлению в коллекторе 6. Если это давление не может достичь давления в коллекторе, динамический уровень жидкости в затрубном пространстве



Рис. 1 — Классификация способов отбора газа из затрубного пространства добывающих скважин

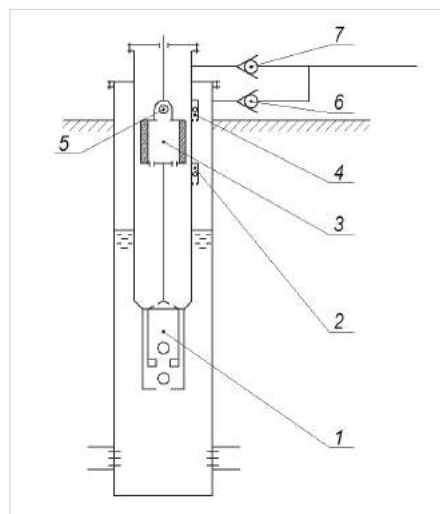


Рис. 2 — Принципиальная схема установки с откачкой газа из затрубного пространства скважин оборудованных ШГН

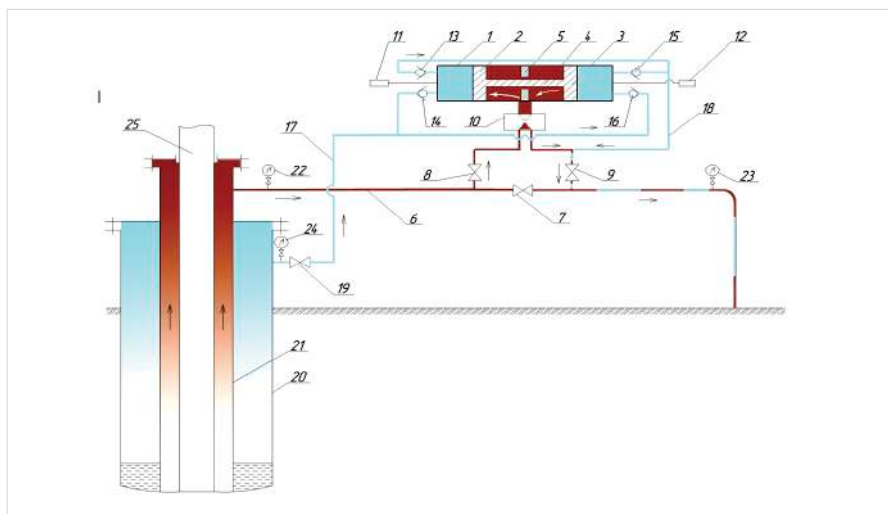


Рис. 3 — Технологическая схема откачки газа с затрубного пространства нефтяных скважин

будет снижаться вплоть до глубины подвески насоса и срывать его работу.

На рис. 3 показано положение переключателя потока 10, при котором добываемая продукция поступает в цилиндр 1 с левой стороны сальника 5. Разрывная задвижка 7 коллектора 6 в период работы устройства остается постоянно закрытой. В таком случае добываемая жидкость под напором, создаваемым глубинным насосом из колонны насосно-компрессорных труб 21 поступает в коллектор 6 и через кран 8 входит в цилиндр 1. Напор жидкости заставляет поршень 2, а следовательно, и поршень 3 перемещаться влево. В этот период освобождается объем цилиндра 1 с правой стороны поршня 3 и в него через задвижку 19 и обратный клапан 16 из затрубного пространства скважины под напором будет поступать газ, снижая давление в затрубном пространстве.

Одновременно в коллектор 6 за разрывной задвижкой 7 через обратный клапан 13, линию 18 и кран 9 из цилиндра 1 с левой стороны поршня 2 будет нагнетаться газ, поступивший из затрубного пространства скважин в предыдущий цикл положения переключателя потока 10.

В этот же период из зоны цилиндра 1 между поршнем 3 и сальником 5 поршнем 3 будет вытесняться жидкость в коллектор через переключатель потока 10 и кран 9.

Для того, чтобы это произошло необходимо, чтобы давление нагнетания жидкости из колонны труб 21 в цилиндр слева от сальника 5 превышало давление в коллекторе 6 за разрывной задвижкой 7. Иными словами, для перемещения поршней 2 и 3 в цилиндре 1 необходимо создать перепад давления по обе стороны разрывной задвижки 7. Таким образом, перемещение поршней в цилиндре 1 достигается за счет некоторого увеличения давления нагнетания жидкости глубинным насосом. При этом на определенную величину возрастает нагрузка на насосное оборудование скважины.

После того, как поршни 2 и 3 достигнут крайнего левого положения срабатывает электроконтакт 11 и электромагниты переключателя потока 10 переключают его на подачу жидкости через кран 8 в цилиндр 1 справа от сальника 5.

Возросшее давление в правой области между поршнем 3 и сальником 5 заставит поршни перемещаться вправо. В этот период газ из цилиндра 1 с правой стороны поршня 3 через клапан 15, линию 18 и кран 9 будет нагнетаться в коллектор с правой стороны разрывной задвижки 7. В это же время жидкость из цилиндра 1 между поршнем 2 и сальником 5 через переключатель потока 10 и кран 9 будет также вытесняться в коллектор 6 за разрывной задвижкой 7.

При перемещении поршня 2 вправо в освобождающийся объем цилиндра через обратный клапан 14 будет поступать газ из затрубного пространства скважины.

По достижению поршня 3 крайнего правого положения срабатывает электрический контакт 12 на переключение с помощью электромагнитов переключателя потока 10. Далее цикл повторяется вновь.

Откачка газа в коллектор с помощью устройства позволяет снизить давление в затрубном пространстве, сохранить приток жидкости из пласта и нормальную работу глубинного насоса.

Геометрические размеры цилиндра 1, величины трения в поршнях 2 и 3 и сальнике 5, проходные размеры обратных клапанов 13, 14, 15 и 16 рассчитываются исходя из необходимой величины снижения давления в затрубном пространстве и допустимого роста нагрузок на глубинное оборудование скважины при подъеме давления в коллекторе 6 до разрывной задвижки 7.

Технико-экономическим преимуществом предложенного устройства является обеспечение оптимального притока жидкости из пласта благодаря увеличению депрессии на забое скважины, работы насоса без срыва подачи, а также независимость его применения от способа механизированной добычи нефти (кроме установок для добычи нефти, где подъем пластовой нефти осуществляется за счет энергии закачиваемого в скважину газа или рабочей жидкости).

На рис. 4. показаны распределения давлений вокруг работающей скважины при эксплуатации по традиционной технологии (рис. 1.1, 1.2) и по новой технологии с откачкой газа из затрубного пространства (рис. 1а, 1б, 1в, 1г), где:

$P_{пл.дин.}$, $P_{пл.дин.}$ — динамическое

пластовое давление при работе скважины по традиционной технологии и по новой технологии соответственно;

P_k — давление на контуре питания, является пластовым статическим давлением $P_{пл.ст.}$;

$P^1_{заб.}$, $P^2_{заб.}$ — динамическое пластовое давление на стенке скважины (забойное давление), соответственно по традиционной и новой технологиям;

R_k , R_c — радиусы контура питания и скважины соответственно;

ΔP^1 , ΔP^2 — депрессии на пласт при традиционной и новой технологии.

Как видно из рис. 4, ΔP^2 больше ΔP^1 соответственно и выше дебит скважин при внедрении новых технологий по принудительной откачке газа с затрубного пространства. Таким образом новые технологии по откачке газа с затрубного пространства позволяют снизить давление в затрубном пространстве ниже коллекторного и существенно повышать производительность нефтяных скважин.

Итоги

Анализ существующих технологий по откачке газа из затрубного пространства показывает, что наряду с положительными сторонами такими как увеличение дебита скважин, есть и ряд существенных недостатков:

1. Откачка газа из скважин оборудованных ШГН:
 - а) невозможность применения технологии при других механизированных способах эксплуатации скважин;
 - б) отсутствие возможности замены (ремонта) узлов ГПК-73 без подземного ремонта.
2. Откачка газа при помощи струйных аппаратов.

Необходим рабочий агент для работы струйных аппаратов.

Предлагаемая новая технология исключает все приведенные недостатки и имеет более широкую область применения.

Выводы

1. Анализ новых технологий принудительной откачки газа с затрубного пространства нефтяных скважин показывает, что внедрение их дает существенные приросты дебитов скважин.
2. Предлагаемая новая технология с помощью наземного устройства по откачке газа из затрубного пространства нефтяных скважин является универсальной и не зависит от способа эксплуатации скважин (кроме установок для добычи нефти, где подъем пластовой нефти осуществляется за счет энергии закачиваемого в скважину газа или рабочей жидкости).
3. Широкое внедрение новых технологий откачки газа с затрубного пространства нефтяных скважин со снижением давления ниже коллекторного являются значительным резервом увеличения добычи нефти.

Список используемой литературы

1. Патент РФ на полезную модель № 49923. Установка штангового нефтяного насоса. Заявление 11.07.2005. Опубликовано 10.12.2005.
2. Технология откачки газа из затрубного пространства добывающих скважин // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 6. С. 12–14.

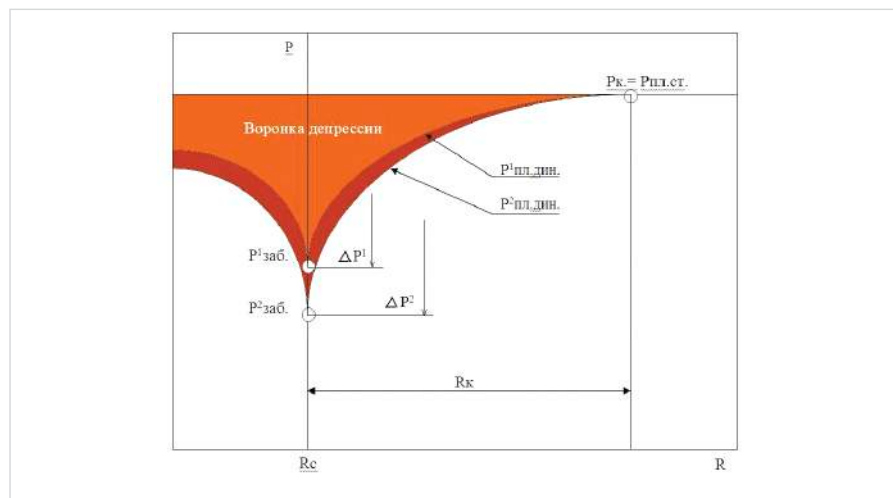


Рис. 4 — Распределение давлений вокруг работающей скважины при эксплуатации по традиционной технологии и по новой технологии с принудительной откачкой газа с затрубного пространства

Technology for increasing the productivity of oil wells

UDC 622.276

Authors:

Marat D. Valeev — phd, professor, deputy director general¹; 2743235@bk.ru

Aleksandr V. Sevast'yanov — executive director²; areopag-spb@yandex.ru

Yuriy V. Nigay — chief project engineer²; areopag-spb@yandex.ru

Roman S. Tret'yakov — head of engineering²; areopag-spb@yandex.ru

¹Carbon LLC, Ufa, Russian Federation

²Areopag Plant dosing technology LLC, St. Petersburg, Russian Federation

Abstract

This brief analysis of existing methods of reducing annular pressure in producing wells. Experience of implementation of existing technologies pumping gas from the annulus of oil wells shows the possibility of a significant increase in flow rates for oil up to 20 m³ for 24 hours.

Economic efficiency can reach up to 3 million rubles for month.

Materials and methods

The proposed new technology pumping gas from the annulus of oil wells is being implemented with the help of ground-based device consisting of a cylinder with two pistons connected by a rod passing through the central gland, dividing the cylinder cavity between the pistons into two parts connected to the line and flick forming two chambers connected with the ends of the cylinder the annulus, the flow switch for alternating the direction of flow of fluid from the flowline into the right and left sides of

the inner cavity of the cylinder providing reciprocating motion of the pistons and the forced evacuation of gas from the annulus of an oil well.

Results

Analysis of existing technologies for discharging gas from the annulus shows that along with the positive aspects such as the increase in well production, there are a number of disadvantages:

1. Pumping gas from wells equipped SRP:
 - a) inability to use the technology in other mechanized methods of operation of wells;
 - b) lack of replacement (repair) nodes GPK-73 without a workover.
 2. Pumping gas using inkjet apparatus. Need an agent working for blasters.
- The proposed new technology eliminates all of the disadvantages and has a wider range of applications.

Conclusions

1. Analysis of new technologies forced

evacuation of gas from the annulus of oil wells shows that the implementation of their results in significant increase in production rate wells.

2. The proposed new technology using terrestrial device for discharging gas from the annulus of oil wells is universal and does not depend on the mode of operation of wells (except for oil installations, where the rise of reservoir oil by the energy injected into the well gas or working fluid).
3. The widespread adoption of new technologies pumping gas from the annulus of oil wells with a decrease in pressure below the collector is significant potential for increasing oil production.

Keywords

oil well, well productivity, setting the well-equipped rod pumps, plunger pair, tubing, flow line, gas pressure, annulus, pumping gas, the discharge valve, suction valve, check valve, dynamic level, bottomhole pressure drawdown

References

1. RF patent for useful model № 49923. Installing boom oil pump. Application 11.07.2005. Issue 10.12.2005.
2. Tekhnologiya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva dobyvayushchikh skvazhin [Technology pumping gas from the annulus wells]. Neftegazovaya vertical, 2012, issue 6, pp. 12–14.



CREON ENERGY

ПЛАН КОНФЕРЕНЦИЙ 2014

НОЯБРЬ
13 БИТУМЫ 2014

ДЕКАБРЬ
9 ФОРУМ «НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА В РОССИИ 2014»
16 СПГ 2014
17 КПГ 2014

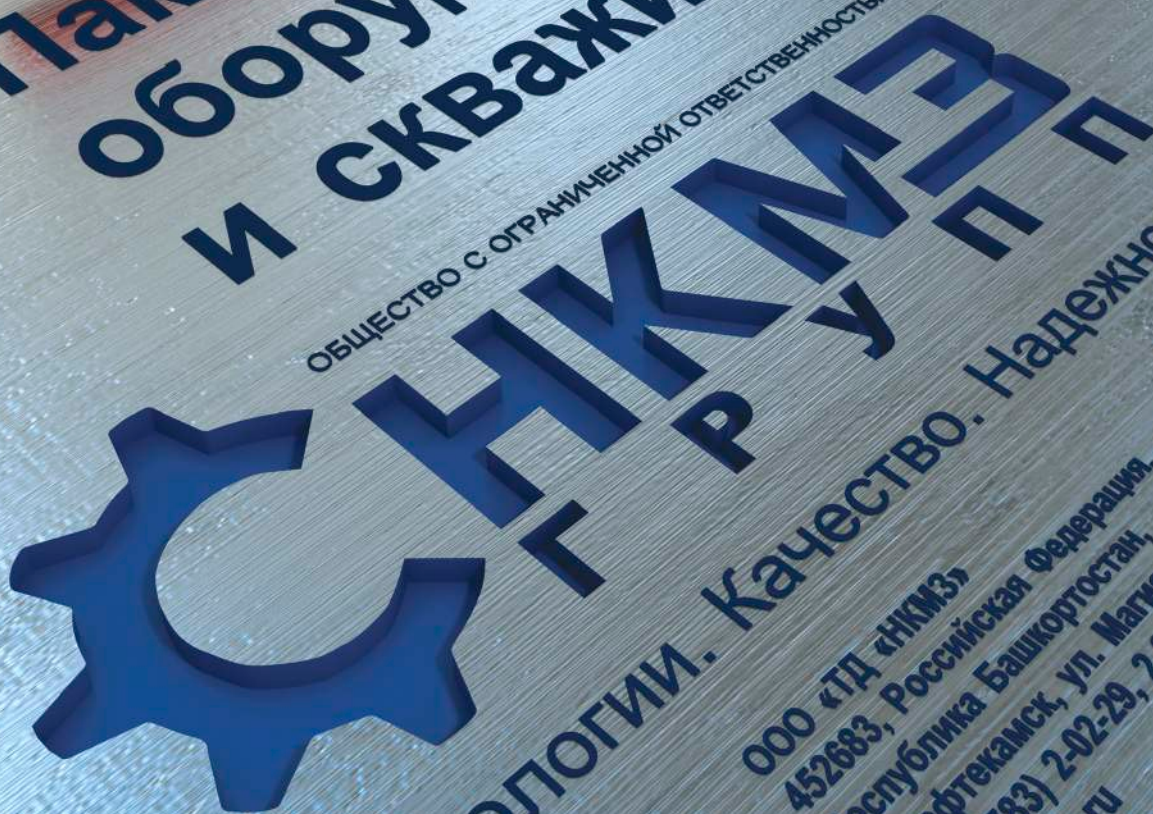
WWW.CREONENERGY.RU
КОНТАКТЫ: +7(495) 797-49-07
ORG@CREONENERGY.RU

* ДАТЫ КОНФЕРЕНЦИЙ МОГУТ БЫТЬ ИЗМЕНЕНЫ



Пакерно-якорное оборудование и скважинная оснастка

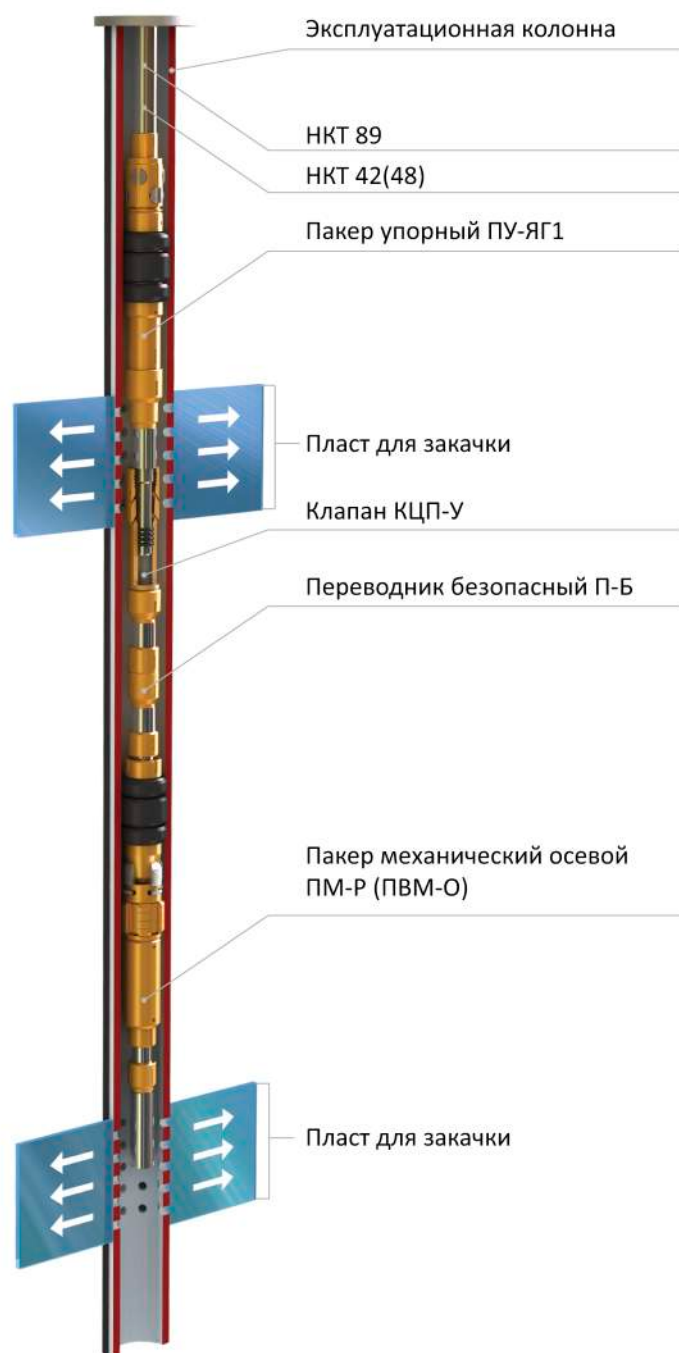
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ



Технологии. Качество. Надежность.

ООО «ТД «НКМЗ»
452683, Российская Федерация,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19
+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru

Комплекс оборудования КОУС-ДЛ-ОРЗ



Предназначен для двухлифтовой одновременно-раздельной закачки на многопластовых месторождениях. При закачке по межтрубью происходит подача жидкости в верхний пласт по колонне насосно-компрессорных труб $\varnothing 89$ мм. Для закачки в нижний пласт, жидкость подается во внутреннюю колонну НКТ $\varnothing 48/42$ мм.

Компоновка позволяет

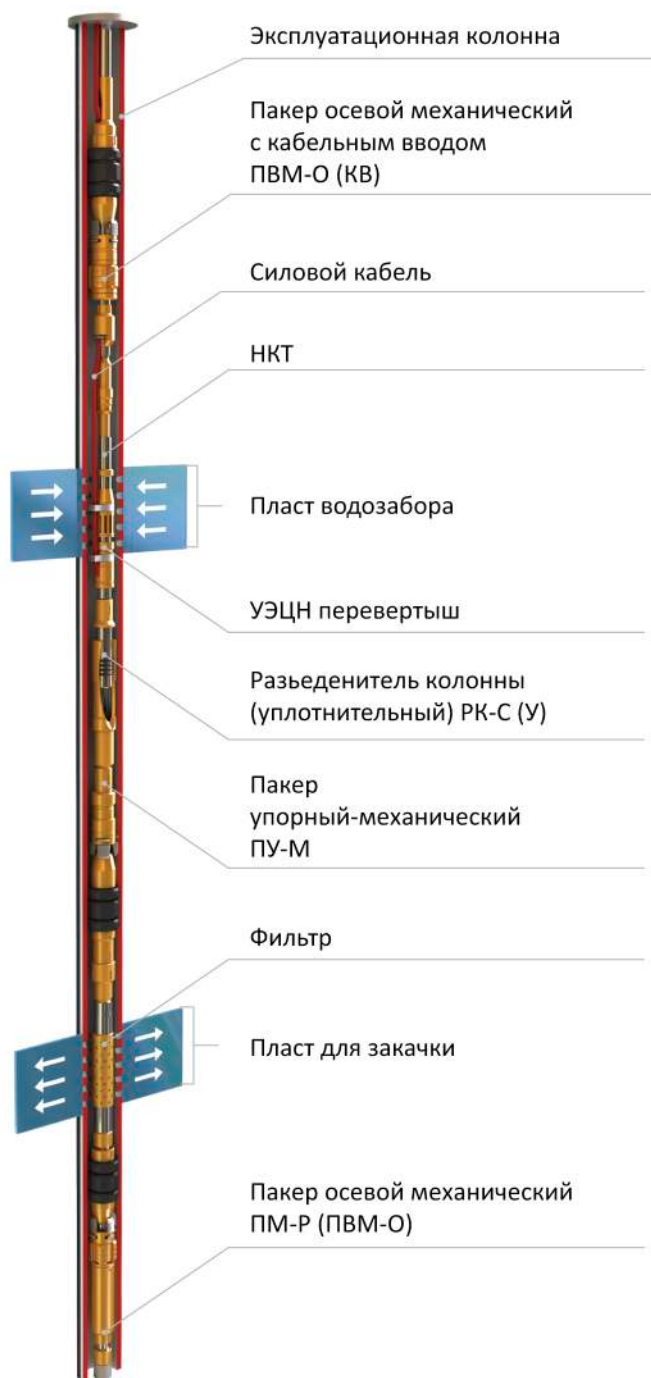
- Надежно изолировать эксплуатационную колонну от воздействия высоких давлений нагнетаемой жидкости;
- Регулировать объем закачиваемой жидкости;
- Проводить исследования по каждому интервалу.

Состав комплекса

- Пакер упорный ПУ-ЯГ1;
- Клапан циркуляционный промывочный (уплотнительный) КЦП (У);
- Переводник безопасный ПБ;
- Пакер механический-осевой ПМ-Р (ПВМ-О).

Тип	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Толщина стенок обсадной колонны, мм	Максимальный перепад давления, МПа	Наружный диаметр комплекса, мм	Диаметр проходного канала клапана мм, не менее	Диаметр проходного канала, мм, не менее
КОУС-ДЛ-ОРЗ 118-50	140; 146	7...8; 8,5...11	50*	118	35/40	52
КОУС-ДЛ-ОРЗ 122-50	146	6,5...9	50*	122	35/40	52
КОУС-ДЛ-ОРЗ 140-50	168	8...10,45	50*	140	35/40	60
КОУС-ДЛ-ОРЗ 145-50	168; 178	7,3...8,9; 11,5...14	50*	145	35/40	60

Комплекс оборудования КОУС-ТПК-ОЗ



Предназначен для внутрискважинной перекачки или дожима жидкости с верхнего интервала водозабора в нижележащие разрабатываемые пласты.

Компоновка позволяет

- Надежно изолировать эксплуатационную колонну от воздействия высоких давлений в процессе внутрискважинной перекачки жидкости;
- Герметично соединять лифт НКТ, тем самым подавать жидкость непосредственно в пласт;
- Производить смену УЭЦН без поднятия компоновки.

Состав комплекса

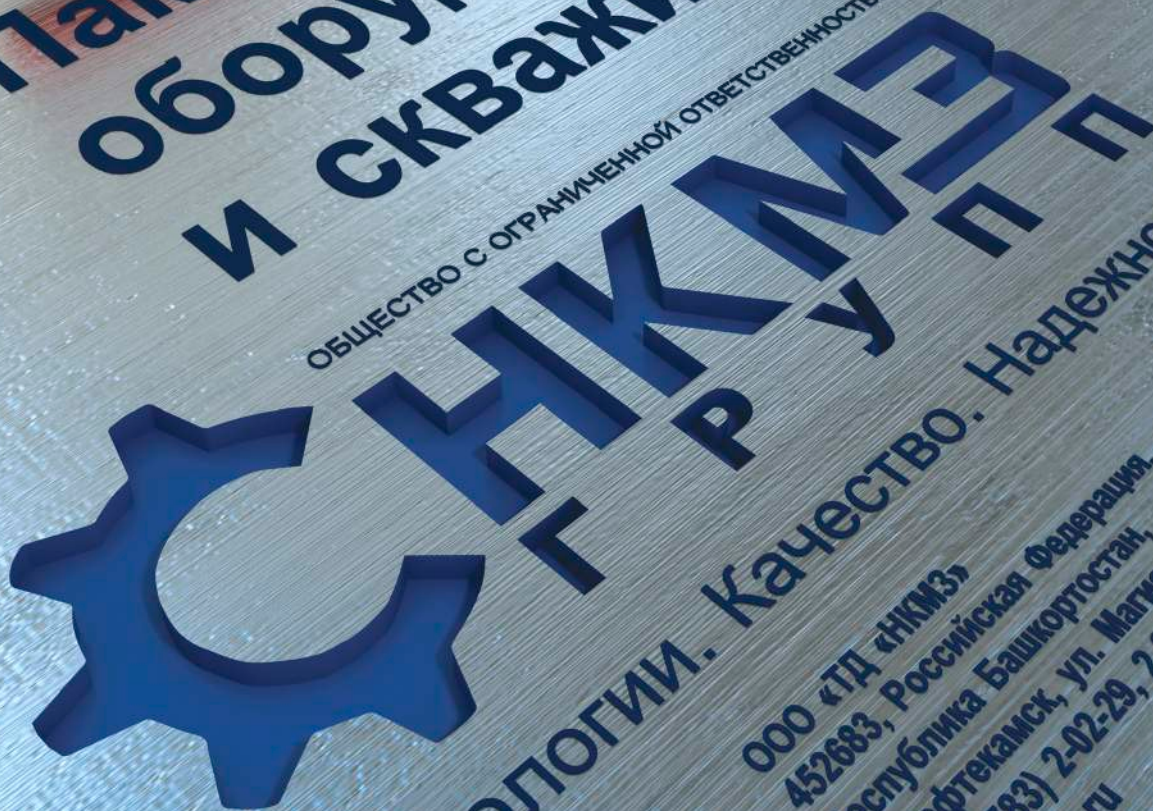
- Пакер осевой механический с кабельным вводом ПВМ-О (КВ);
- Разъединитель колонны (уплотнительный) РК-С (У);
- Пакер упорный-механический ПУ-М;
- Пакер осевой механический ПМ-Р (ПВМ-О).

Тип	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Толщина стенок обсадной колонны, мм	Максимальный перепад давления, МПа	Наружный диаметр комплекса, мм	Диаметр проходного канала, мм, не менее
КОУС-ТПК-ОЗ 122-50	146	6,5...9	50*	122	35
КОУС-ТПК-ОЗ 140-50	168	8...10,45	50*	140	52
КОУС-ТПК-ОЗ 145-50	168; 178	7,3...8,9; 11,5...14	50*	145	52



Пакерно-якорное оборудование и скважинная оснастка

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ



Г Р У П П А
Технологии. Качество. Надежность.

ООО «ТД «НКМЗ»
452683, Российская Федерация,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19
+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
ro@nkmz.ru
www.nkmz.ru

Моделирование кислотного воздействия на пористую среду

Т.Р. Закиров

к.ф.-м.н., научный сотрудник^{1,2}
timurzo@mail.ru

А.И. Никифоров

д.ф.-м.н., заведующий лабораторией¹
ai_nikifor@yahoo.com

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт механики и машиностроения Казанского научного центра Российской академии наук — ИММ КазНЦ РАН, Казань, Россия

²Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета, Казань, Россия

Рассматривается задача о кислотной обработке пористой среды. Известно, что кислотное воздействие на нефтяные коллектора является широко применяемой технологией интенсификации добычи углеводородов, а такие параметры разработки, как концентрация кислоты, ее объем и скорость нагнетания, оказывают существенное влияние на промысловые показатели. В связи с этим проблемы, рассматриваемые в данной работе, являются на сегодняшний день актуальными и востребованными. Построена математическая модель двухфазной (нефть и вода) трехкомпонентной (нефть, вода и кислота) фильтрации жидкостей в пористой среде с учетом изменения фильтрационных свойств скелета в результате взаимодействия реагента с породой скелета. Исследуется вопрос о различии в скорости перемещения фронта активной компоненты и фронта водной фазы. Решается задача о подборе оптимальной скорости нагнетания активного реагента в керн. Проведено сравнение результатов численного моделирования с экспериментальными данными.

Введение

Кислотная обработка пористых сред, является одним из эффективнейших способов увеличения фильтрационных свойств скелета. Имеется значительное количество работ, в которых исследуются особенности взаимодействия реагента с пористым телом [1–3]. В большинстве известных математических моделей изменение пористости коллектора определяется по количеству породы, растворенной в кислоте, а изменение проницаемости — по формуле Козени-Кармана [3,4], связывающей проницаемость с пористостью.

Новизна работы заключается в методе вычисления изменения фильтрационных свойств пористой среды, основанном на моделировании динамики изменения функции распределения пор по размерам исследуемого образца в результате растворения породы с учетом интенсивности объединения поровых каналов.

В настоящей работе проведен анализ явления, связанного с различием в скорости перемещения фронтов концентрации кислоты и водной фазы в пористом теле; решается задача о подборе оптимальной скорости нагнетания кислотного раствора в керн; проведено сравнение результатов численного моделирования с экспериментальными данными.

1. Постановка задачи. Основные уравнения

Рассматривается двухфазная трехкомпонентная (нефть, вода, кислота) изотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей в недеформируемом пористом теле. Моделируется кислотное воздействие на пористую среду, при этом считается, что концентрация кислоты мала.

Законы сохранения двухфазной трехкомпонентной фильтрации можно записать в виде:

— уравнения неразрывности для нефти и воды [5]

$$\frac{\partial(mS_\alpha)}{\partial t} + \operatorname{div} \mathbf{U}_\alpha = q_\alpha, \quad (\alpha = o, w); \quad (1)$$

— уравнения неразрывности для кислоты [4]

$$\frac{\partial(mS_w C)}{\partial t} + \operatorname{div} \mathbf{U}_c = -q_c; \quad (2)$$

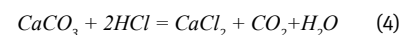
— уравнения движения для нефти, воды и кислоты:

$$\mathbf{U}_\alpha = -K_\alpha \operatorname{grad} P, \quad \mathbf{U}_c = C \mathbf{U}_w; \quad (3)$$

В приведенных выше соотношениях $\alpha = o, w$, где индексами «o» и «w» помечены параметры нефтяной и водной фазы, U_α — скорость фильтрации фазы α , P — давление в фазах, S_α — насыщенность пористого тела фазой α ($S_o + S_w = 1$), C — концентрация кислоты, m — пористость, $K_\alpha = K f_\alpha / \mu_\alpha$, k — абсолютная проницаемость, μ_α — динамическая вязкость, f_α — функция относительной фазовой проницаемости, q_w — интенсивность образования воды в результате химической реакции (карбоната кальция и соляной

кислоты), q_c — источник, характеризующий уменьшение массы кислоты в результате ее реакции с породой.

Уравнение химической реакции взаимодействия соляной кислоты с карбонатной породой имеет виде:



В результате реакции растворившийся объем элемента пористой среды будет замещен продуктами реакции (правая часть уравнения). Так как одним из образующихся веществ будет вода (со стехиометрическим коэффициентом равным одному), можно принять, что

$$q_w = \frac{\partial m}{\partial t}.$$

Пусть процесс фильтрации происходит в области Ω , с границей Γ , состоящей из трех частей — Γ_1 , Γ_2 , Γ_3 . Будем считать, что для начального момента времени известно распределение водонасыщенности и концентрации:

$$S(x, y, z, 0) = S^0(x, y, z) \text{ и}$$

$$C(x, y, z, 0) = C^0(x, y, z).$$

На участке границы Γ_1 (входная часть границы) будем считать известными давление (или расход Q), насыщенность и концентрацию кислоты:

$$P|_{\Gamma_1} = P^0, \quad S|_{\Gamma_1} = S^*, \quad C|_{\Gamma_1} = C^*.$$

На участке границы Γ_2 (выходная часть границы) будем считать заданным давление:

$$P|_{\Gamma_2} = P^N.$$

Часть границы Γ_3 будем считать непроницаемой: $\frac{\partial P}{\partial n}|_{\Gamma_3} = 0$.

В общем случае величины P^0 , S^* , P^N и C^* могут зависеть от координат и от времени. В рассмотренном ниже примере насыщенность и давление (расход жидкости) на Γ_1 , а также давление на Γ_2 считаются постоянными, т.е. $P^0(Q)$, S^* , P^N — const. Во время поступления кислоты в образец $C^* = 1$, в любое другое время $C^* = 0$. Если через какую-то часть участка границы Γ_1 кислота в пористую среду не поступает, то на этой части $C^* = 0$.

Построенная система уравнений решает в переменных давление, насыщенность и концентрация кислоты конечно-элементным методом контрольных объемов на равномерной сетке. Методы аппроксимации и численная схема решения задачи подробно описаны в работе [6].

Для того, чтобы описать изменения фильтрационно-емкостных характеристик пористой среды, воспользуемся функцией распределения пор по размерам φ . В начальный момент спектр пор в каждой точке пласта считается известным: $\varphi(r, 0) = \varphi^0(r)$; его изменение во времени подчинено следующему уравнению [6]:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial r}(u, \varphi) = u_\eta. \quad (5)$$

Материалы и методы

Для вычисления изменения пористости и проницаемости в результате взаимодействия кислоты с породой скелета применяется модель «пучка» цилиндрических капилляров различного радиуса. При анализе результатов, характеризующих скорости распространения в пористой среде фронтов различных компонент жидкостей, используется модель двухфазного течения, предложенная Баклеем и Левереттом. Поставленная задача решается численным методом контрольных объемов на равномерной сетке с использованием технологии распараллеливания OpenMP.

Ключевые слова

математическое моделирование, пористая среда, кислота, проницаемость, пористость

где u_r — скорость изменения радиуса пор и u_n — интенсивность объединения поровых каналов. Скорость изменения радиуса порового канала определяется по формуле [6]:

$$u_r = \frac{\Delta r}{\Delta t} = \frac{0,744 \chi C}{\rho_m} \left(\frac{r D_e \Delta P}{L \mu_{\text{ж}} \zeta} \right)^{1/3}, \quad (6)$$

где D_e — коэффициент эффективной диффузии, ρ_m — плотность породы, L — длина капилляра, r — радиус капилляра, χ — стехиометрический коэффициент, ζ — извилистость капилляра.

Элементарный процесс объединения двух поровых каналов будем рассматривать как их слияние и опишем при помощи уравнения М. Смолуховского:

$$u_n = \frac{dV}{dt} = \frac{1}{2} \int_0^V \theta(v-v_1, v_1) \phi(v) \phi(v_1) dv_1 - \int_0^V \theta(v, v_1) \phi(v) \phi(v_1) dv_1. \quad (7)$$

Неотрицательную функцию θ называют ядром объединения.

Изменение фильтрационно-емкостных характеристик пласта вычисляется на основе смещения функции распределения пор по размерам при помощи следующих выражений:

$$m = m^0 \int_0^\infty r^2 \phi dr / \int_0^\infty r^2 \phi^0 dr, \\ k = k^0 \int_0^\infty r^4 \phi dr / \int_0^\infty r^4 \phi^0 dr, \quad (8)$$

где k^0 , m^0 — начальные значения проницаемости и пористости соответственно.

Одним из основных достоинств такого определения пористости и проницаемости является возможность предсказания появления «червоточин» (пор большого размера) в пористой среде по динамике функции распределения пор по размерам.

2. Численные результаты

Рассматриваемый образец представляет собой цилиндрический керн длиной 0,102 м и диаметром 0,038 м. Образец считается однородным, его начальная проницаемость $k = 0,005$ мкм², начальная пористость $m = 0,15$. Проведены численные эксперименты по заводнению нефтенасыщенного керна с применением кислотного воздействия.

На рис. 1 показана функция распределения пор по размерам в узле с координатами (1,1) для трех моментов времени. Начальный

спектр пор по размерам был взят из работы Котяхова [7] (рис. 1 — «0 часов»). Вследствие химической реакции кислоты с поверхностью капилляра его радиус увеличивается, что отражается в смещении графика функции распределения в сторону больших радиусов (рис. 1 — «1 и 2 часа»).

Построим на одном графике профили распространения водной фазы и кислотной компоненты на момент времени 2 часа (рис. 2, значения по оси X отложены в относительных единицах). Как видно из графика, фронт распространения кислоты заметно отстает от фронта воды. Задача о вытеснении нефти раствором воды с активной примесью была подробно рассмотрена в работе [5]. Было показано, что скорость распространения фронта водонасыщенности пропорциональна $U(F(Sc) - F(S^*)) / (m(Sc - S^*))$, где $F^*c = (F(Sc) - F(S^*)) / (Sc - S^*)$, Sc — насыщенность на скачке фронта водной фазы, S^* — доля связанной воды; скорость распространения фронта активной компоненты равняется $UF(S1)/mS1$, причем $F^*1 = F(S1)/S1$, где $S1$ — насыщенность на скачке фронта кислотной компоненты.

На рис. 3 построены две касательные к функции Баклея-Леверетта для нахождения скорости распространения скачка водонасыщенности (пропорционально $tg\alpha$) [5] и скорости распространения концентрации кислоты (пропорционально $tg\beta$). Как видно из рис. 3, $tg\alpha > tg\beta$. Следовательно, фронт раствора активной примеси всегда будет отставать от фронта распространения воды. Исходя из геометрических соображений, скорости движения фронтов обоих компонент будут совпадать, когда S^* будет стремиться к нулю.

На следующем этапе исследования проводятся вычислительные эксперименты по нагнетанию воды с кислотой, с варьированием скорости закачки раствора. По итогам вычислений построен график зависимости количества поровых объемов кислоты, которое необходимо закачать в керн, чтобы проницаемость образца увеличилась в 100 раз (прорыв кислоты), от скорости нагнетания (рис. 4).

Для сравнения на этом же рисунке приведены результаты экспериментов на керне из работы [1], в которых подбирались оптимальная скорость закачки раствора кислоты. Как видно, наблюдается удовлетворительное совпадение между результатами численного и натурного моделирования на керне.

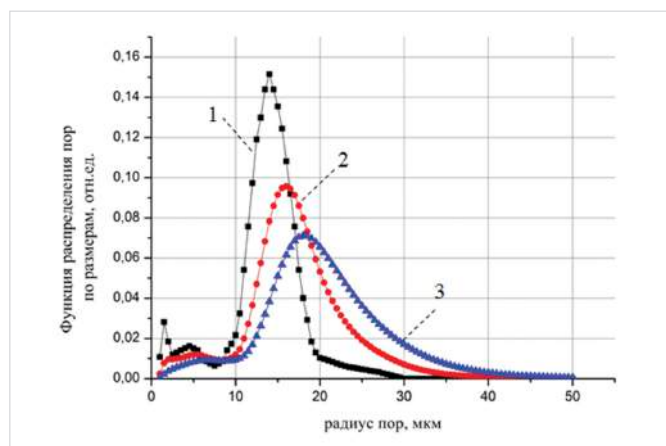


Рис. 1 — Изменение функция распределения пор по размерам в результате кислотной обработки:
1) $t = 0$ часов; 2) $t = 1$ час; 3) $t = 2$ часа

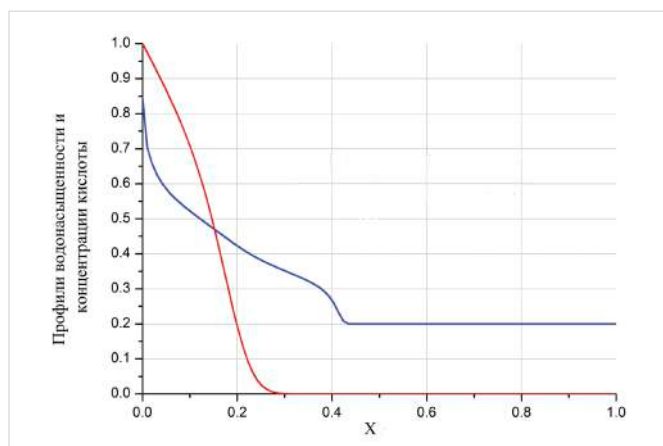


Рис. 2 — Профили распространения водонасыщенности (синяя кривая) и относительной концентрации кислоты (красная кривая) по относительной длине керна

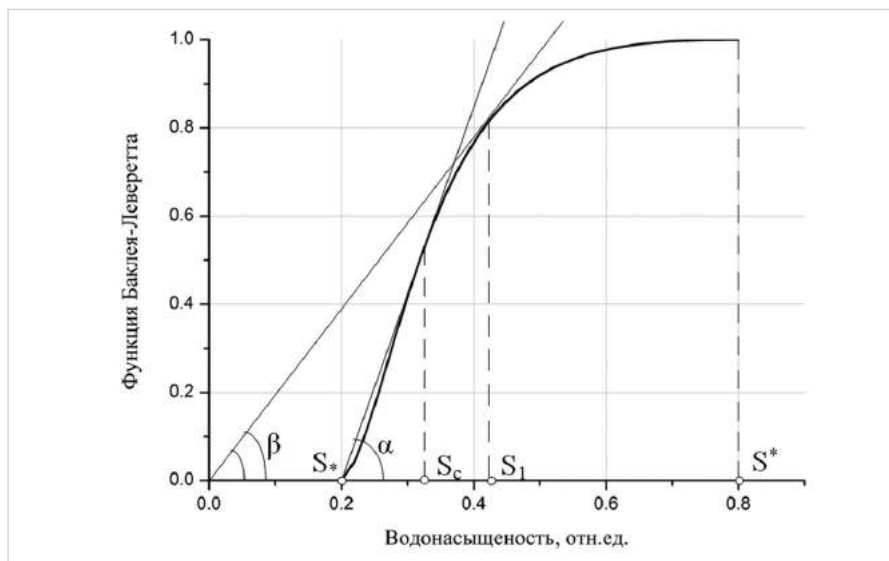


Рис. 3 — Функция Бакля-Левретта

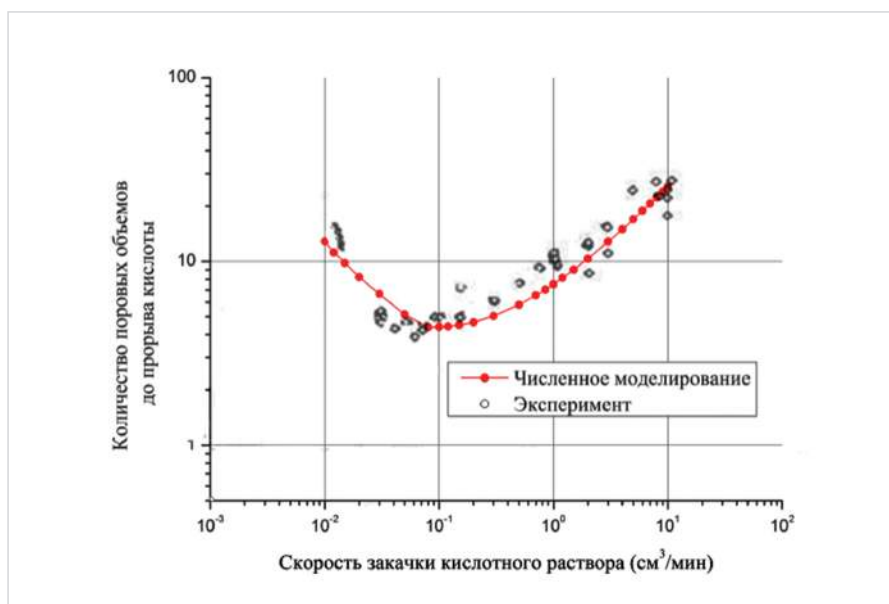
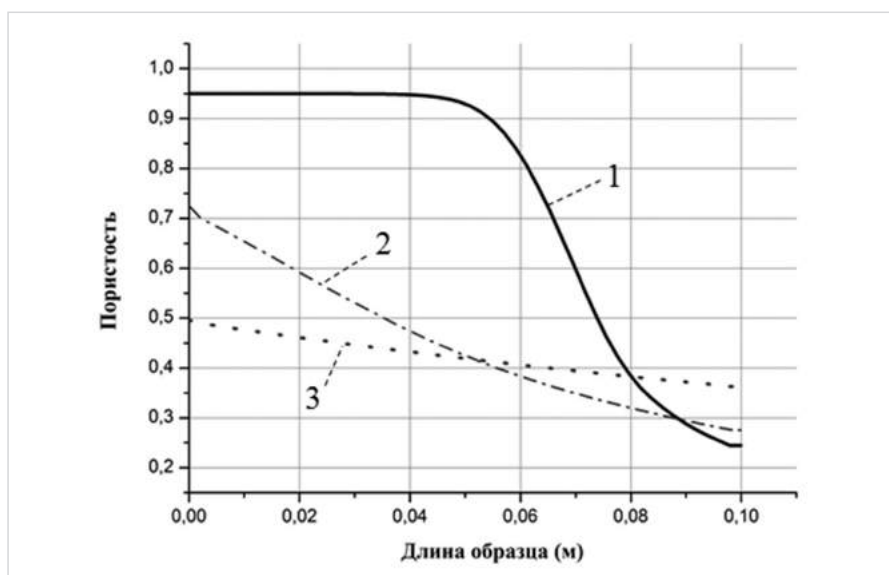


Рис. 4 — Оптимизация закачки кислотного раствора

Рис. 5 — Коэффициент пористости вдоль длины образца при различных режимах закачки кислотного раствора: 1) $Q = 0,01 \text{ см}^3/\text{мин}$; 2) $Q = 0,10 \text{ см}^3/\text{мин}$; 3) $Q = 1,00 \text{ см}^3/\text{мин}$

Диапазон скорости закачки раствора кислоты условно можно разбить на три части: менее $0,03 \text{ см}^3/\text{мин}$, $0,03\text{--}0,20 \text{ см}^3/\text{мин}$, более $0,20 \text{ см}^3/\text{мин}$. На первом интервале интенсивность подачи раствора мала, и кислота, как видно по рис. 3, не успевает глубоко проникнуть внутрь образца, так как практически полностью расходуется на растворение породы вблизи входного сечения (рис. 5, кривая « $Q = 0,01 \text{ см}^3/\text{мин}$ »).

При высокой скорости нагнетания (третий интервал) кислота быстро достигает выходное сечение, таким образом, большое количество раствора, не вступив в реакцию, покидает образец, но при этом наблюдается равномерное растворение породы по длине керна (рис. 5, кривая « $Q = 1,00 \text{ см}^3/\text{мин}$ »).

Результаты экспериментов и численного моделирования показали, что оптимальная скорость закачки раствора кислоты для данных параметров керна лежит в интервале $0,03\text{--}0,20 \text{ см}^3/\text{мин}$, т.к. в этом случае достигается баланс между скоростью подачи раствора и скоростью химической реакции (рис. 5, кривая « $Q = 0,10 \text{ см}^3/\text{мин}$ ») и количество закачанной кислоты до ее прорыва минимально.

Будем считать, что каналы, радиус которых больше 500 мкм , являются червоточинами. Пусть N — общее число поровых каналов в контрольном объеме. Тогда количество червоточин в этом объеме можно вычислить по формуле:

$$N_{ch} = N \frac{\int_{500}^{\infty} \varphi(r) dr}{\int_0^{\infty} \varphi(r) dr}$$

По расчетам во входном сечении моделируемого образца после кислотной обработки образуются 2 канала с радиусами более 500 мкм .

Авторами работы [1] отмечается, что при таком режиме фильтрации образуются выделенные доминантные каналы растворения. Описанный подход можно применять для подбора наиболее эффективного режима кислотного воздействия на нефтяные коллекторы.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров, за счет субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, а также гранта РФФИ № «14-01-31096 мол_a».

Итоги

В работе представлена модель вытеснения нефти водой с применением кислотного воздействия на пласт, в которой для описания изменения фильтрационно-емкостных характеристик коллектора использована модель идеальной пористой среды в виде пучка капилляров различных радиусов.

Проведен анализ явления, связанного с различной скоростью перемещения фронтов активной компоненты и водонасыщенности. Показано, что представленная модель доказала свою эффективность и позволяет предсказать оптимальную скорость подачи раствора кислоты в образец, обеспечивающую минимум расхода реагента.

Выводы

Описанная методика по определению оптимальной скорости нагнетания кислотного раствора в керн может быть использована для подбора режима фильтрации при кислотной обработке прискважинной зоны в реальных нефтяных залежах.

Список используемой литературы

1. Fredd C.N., Fogler H.S. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in

Porous Media. AIChE Journal, 1998, Vol. 44, issue 9, pp. 1933–1949.

2. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore Evolution and Channel Formation During Flow and Reaction in Porous. AIChE Journal, 1988, Vol. 34, issue 1, pp. 45–54.
3. Смирнов А.С., Федоров К.М. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт // Известия РАН. Серия МЖГ. 2010. № 5. С. 114–121.
4. Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Моделирование кислотного воздействия на

нефтяные пласты при заводнении // Нефтяное хозяйство. 2012. № 6. С. 62–65.

5. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 207 с.
6. Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Моделирование кислотного воздействия на прискважинную зону нефтяного пласта при заводнении // Математическое моделирование. 2013. Том. 25. № 2. С. 54–63.
7. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 288 с.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Simulation of acid exposure on a porous medium

UDC 622.276

Authors:

Timur R. Zakirov — ph.d., researcher^{1,2}; timurz0@mail.ru

Anatoliy I. Nikiforov — ph.d., Head of the laboratory¹; ai_nikifor@yahoo.com

¹Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences – IME KazSC RAS, Kazan, Russian Federation

²Institute of Geology and Petroleum Technology Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract

The study deals with a problem of acid treatment of the porous medium. It is known that the acid effect on the oil reservoir is a widely used technology intensification of hydrocarbon production and design of parameters such as the concentration of acid, its volume and injection rate have a significant impact on commercial performance. In this regard, the issues addressed in this paper are relevant today and demand. There is a mathematical model of the two-phase (oil and water) three-component (oil, water and acid) flow of liquids in porous media, taking into account changes in the filtration properties of the skeleton as a result of the interaction the reagent with the rock skeleton. We investigate a question of phenomena which associated with different rates moving fronts of active component and water saturation is produced. The problem of selecting the optimum injection

rate of the active agent into the core is discussed. There is a comparison of numerical results with experimental data.

Materials and methods

To calculate changes in porosity and permeability as a result of interaction the acid with rock skeleton the model of "bundle" of cylindrical capillaries of different radii is applied. During analyzing the results, which characterize the propagation velocity fronts of different components flow in a porous medium, used two-phase flow model, proposed by Buckley and Leverett. The problem is solved by the method of control volumes on a uniform grid using parallelization technology OpenMP.

Results

The study presents a model of oil displacement by water using an acid stimulation in which to describe the changes in the porosity and reservoir

characteristics the model of an ideal porous medium as a bundle of capillaries of different radii is used.

The analysis of phenomena associated with different rates moving fronts of active component and water saturation is produced.

It's shown that the model proven it's effective and allows predicts the optimum feed rate of acid solution into the sample, providing a minimum consumption of reagent.

Conclusions

The described technique for determining the optimal injection rate of the acid solution in the core can be used for the selection of filtration mode in acidizing of the near-wellbore zone in real oil fields.

Keywords

mathematical modeling, porous medium, acid, permeability, porosity

References

1. Fredd C.N., Fogler H.S. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in Porous Media. AIChE Journal, 1998, Vol. 44, issue 9, pp. 1933–1949.
2. Hoefner M.L., Fogler H.S. Pore Evolution and Channel Formation During Flow and Reaction in Porous. AIChE Journal, 1988, Vol. 34, issue 1, pp. 45–54.
3. Смирнов А.С., Федоров К.М. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт [On the modeling of acid exposure on the carbonate formation]. *Izvestiya RAN. Seriya MZhG*, 2010, issue 5, pp. 114–121.
4. Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Моделирование кислотного воздействия на нефтяные пласты при заводнении [Modeling acid impact in water flooding oil reservoir]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2012, issue 6, pp. 62–65.
5. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах [The movement of liquids and gases in natural reservoirs]. Moscow: *Nedra*, 1984, 207 p.
6. Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Моделирование кислотного воздействия на прискважинную зону нефтяного пласта при заводнении [Simulation of acid exposure on the near-well zone waterflood oil reservoir]. *Mathematic modeling*, 2013, Vol. 25, issue 2, pp. 54–63.
7. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов [Physics of oil and gas reservoirs]. Moscow: *Nedra*, 1977, 288 p.

SLIDE

ФИЛЬТР ЩЕЛЕВОЙ

Компания TMC групп предлагает новые технологии



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Фильтр щелевой применяется для фильтрации добываемого продукта от посторонних включений и попадания механических примесей.

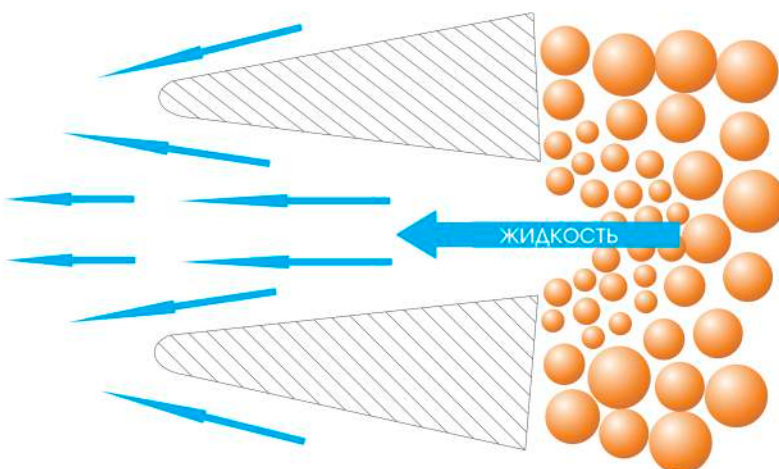


TMC
Г Р У П П

SLIDE

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

➤ Жидкость, поступающая на прием насоса из скважины, очищается от механических частиц, проходя через фильтрующий элемент, изготовленный из клинового профиля нержавеющей стали марок AISI 304, AISI 316, который по спирали, с определенным шагом, намотан на опорные элементы для обеспечения жесткого экрана с продольными щелями строго определенного зазора. Острые кромки создают арку (песчаный мостик) над отдельными участками щели, и над этими участками сохраняется проницаемость.



➤ В нижней части фильтра, в расточке корпуса фильтра, установлен золотник, который вступает в работу в случае полного засорения фильтрующего элемента. За счет перепада давления внутри корпуса фильтра и в заглушке под золотником, золотник продвигается вверх до совмещения отверстия с проточкой в золотнике. Возвратно-поступательное движение золотника, вызванное движением добываемой жидкости, обеспечивает самоочищение фильтра от примесей.

SLIDE

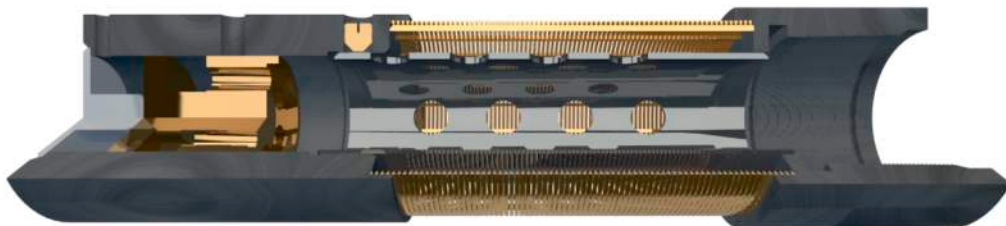
ФИЛЬТР ЦЕЛЕВОЙ

Компания ТМС групп приглашает к сотрудничеству

ПРЕИМУЩЕСТВА

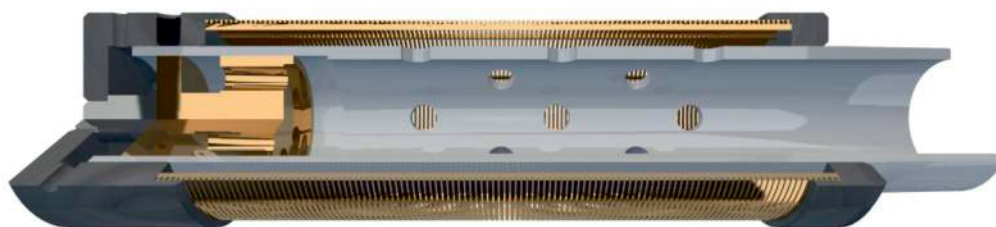
➤ УСТОЙЧИВАЯ ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ в период полного цикла эксплуатации с возможностью САМООЧИЩЕНИЯ;

➤ Стабильная работа глубинно-насосного оборудования благодаря УВЕЛИЧЕННОЙ ПОВЕРХНОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ;



➤ НИЗКАЯ ЗАСОРЕЯЕМОСТЬ ФИЛЬТРОЭЛЕМЕНТА благодаря неустойчивому положению механических частиц на фильтрующей поверхности и чистоты поверхности клинообразного профиля;

➤ ВЫСОКАЯ ПРОЧНОСТЬ КОНСТРУКЦИИ в осевом и радиальном направлении за счет увеличенного числа опорных элементов;



➤ ВЫСОКАЯ КОРРОЗИОННОСТЬ и устойчивость к агрессивному воздействию кислотно-щелочных средств.

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И РАЗМЕРЫ ФИЛЬТРА

Внешний диаметр трубы D, мм	48	60	73	89
Толщина стенки S, мм	Согласно технического задания заказчика			
Тип резьбы	ГОСТ 633-80			
Длина трубы L, мм	до 10000			
Длина фильтроэлемента l, мм (цельная)	до 6000			
Зазор между витками фильтроэлемента, b мм	от 0,1 ±0,04 до 5±0,04			
Диаметр отверстий в колпачках d, мм*	от 8 до 20			
Количество отверстий на 1 погонный метр*	не более 36 на погонный метр			
Наружный диаметр муфты D1 не более, мм*	55,9	73	88,9	108
Наличие золотника	Согласно технического задания заказчика			

* размеры согласно технического задания заказчика

ОАО «СТАР» — комплексная автоматизация газотурбинных агрегатов

ОАО «СТАР» обеспечивает полный цикл работ по автоматизации управления промышленных газотурбинных приводов и газотурбинных энергоблоков: проектирование и разработка систем и алгоритмов, программирование контроллеров и изготовление аппаратной части, монтажные и пуско-наладочные работы, сервисное обслуживание.

Разработанные и изготовленные ОАО «СТАР» системы автоматического управления промышленных газотурбинных двигателей и газотурбинных агрегатов работают на объектах газовых и нефтяных компаний «Газпром», «Лукойл-Коми», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», в энергетических компаниях, на промышленных предприятиях и в муниципальных образованиях. Всего в эксплуатации

функционирует более трехсот систем управления, в том числе более полусотни систем управления энергоблоками.

При внедрении систем автоматического управления промышленными энергетическими установками в эксплуатацию, специалисты ОАО «СТАР» осуществляют монтажные и пусконаладочные работы, проверку работоспособности САУ на работающем и неработающем двигателе, проверку технического обслуживания САУ.

В рамках программ послепродажного сервисного обслуживания ОАО «СТАР» проводит модернизацию и совершенствование систем управления: обновление ПО САУ и пультов, расширение системы диагностики и контроля, модернизацию и переоснащение аппаратной части. Для повышения

качества обслуживания систем персоналом заказчика, предприятие осуществляет обучение и аттестацию специалистов заказчика по эксплуатации поставляемых систем.



СТАР
ОДК

ОАО «СТАР»
614990, Пермь, ул. Куйбышева, 140А
Тел.: +7 (342) 249-32-07
Факс: +7 (342) 281-21-79
e-mail: star@ao-star.ru
www.ao-star.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



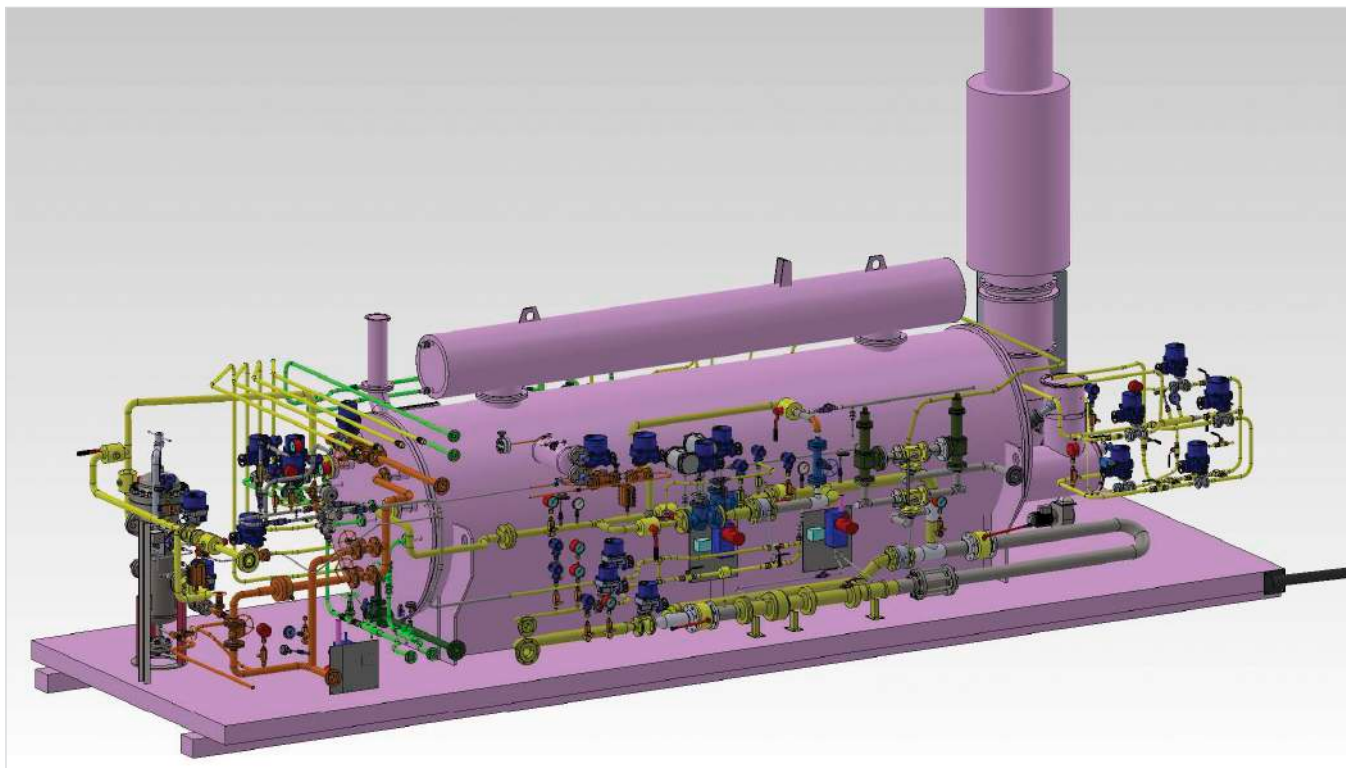


Рис. 1 — ПНГ-050МЗ Подогреватель

находятся все исполнительные механизмы объекта: электроздвижки, электроприводные краны.

Для обеспечения полной автономности подогревателя для питания автоматики, предусмотрен термоэлектродвигатель, работающий от тепла продуктов сгорания и установленный на дымовой трубе. При этом

для первоначального запуска необходим запуск электрогенератора на базе газовой микротурбины или энергия, накопленная в аккумуляторах объекта от ветроэнергетического агрегата и солнечных панелей.

Выводы

Данная конструкция подогревателя

позволила решить ряд проблем, вставших перед проектным институтом в процессе проектирования разработки месторождения для ОАО «НОВАТЭК». Эксплуатация подогревателя позволит снизить затраты на обслуживающий персонал и полностью отказаться от затрат на подвод электроэнергии, а также на саму электроэнергию.














ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
НАУЧНО-ПРОЕКТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОМПЛЕКС














625019, г. Тюмень,
ул. Воровского, 2
тел.: (3452) 286-481,
факс: (3452) 274-045

www.tyumenniigiprogaz.gazprom.ru

ООО «ТюменНИИгипрогаз»

дочернее общество со 100% участием ОАО «Газпром»

основано в 1966 году

- **научные исследования**
в области геологии, геофизики, разработки и эксплуатации газовых месторождений, строительства скважин;
- **проектирование разработки**
и обустройства газовых месторождений, строительства скважин;
- **производство оборудования**
для газовой отрасли;
- **производство оборудования**
для водоподготовки и водоотведения.

Горизонтальные компрессоры серии HG фирмы Corken

Д.Г. Азизов

технический директор¹

¹ООО «Химгазкомплект» (официальный дистрибьютор продукции Corken), Москва, Россия

Новая линейка оппозитных горизонтальных компрессоров фирмы Corken призвана решить широкий круг задач по масштабной транспортировке технических газов.

Ключевые слова

многоступенчатый горизонтальный оппозитный компрессор, технический газ, производительность компрессора, давление

Расширение промышленного производства все чаще требует операций с техническими газами, характерных высоким, до нескольких сот бар, давлением и большой производительностью. Широко применяемые вертикальные компрессоры, несмотря на очевидные преимущества — малую занимаемую площадь, сравнительно низкий вес и т. д. — в высокопроизводительных версиях отличаются большой высотой и крайне сложны в наладке и обслуживании.

Естественным выходом из такой ситуации может стать применение многоступенчатых горизонтальных оппозитных компрессоров. Конструктивное преимущество таких агрегатов заключается в возможности выполнения их многорядными с расположением в каждом ряду одного цилиндра. В ступенях низкого давления, где объем сжимаемого газа велик, устанавливается в ряд два и более цилиндра. Диаметры цилиндров и поршней значительно меньше, чем в горизонтальных компрессорах прежних конструкций с расположением цилиндров по одну сторону вала и с дифференциальными поршнями. Такая конструкция дала возможность существенно снизить массу подвижных частей и значения сил инерции, которые в противоположащих рядах полностью уравниваются.

Такой эффект существенно снижают загрузку коренных подшипников вала и передачу сил и моментов инерции на фундамент: становится возможна установка компрессора на относительно небольших фундаментах. При высокой частоте вращения масса ротора электродвигателя оказывается достаточной для обеспечения необходимого махового момента без дополнительного маховика. По сравнению с 1-сторонними горизонтальными компрессорами прежних конструкций, у которых цилиндры размещены по одну сторону от коленчатого вала, у оппозитных компрессоров удельная масса в 2 раза, а занимаемая площадь в 1,5 раза меньше. Все это позволило увеличить частоту вращения вала в 2–3 раза и уменьшить размеры цилиндров и компрессоров в целом, обеспечив плавную и тихую работу с эксплуатационной

гибкостью многоступенчатой компрессии.

Безмасляные компрессоры компании Corken рассчитаны на перекачку широкого диапазона технологических газов, среди которых бутадиен, водород, гелий, метилхлорид, сернистый газ, хлор, хлорфторуглероды и т. п., применяемых в химической, нефтяной, пищевой и других отраслях промышленности. Особое внимание в конструкции (одиночные и двойные промежуточные вставки «T-style») уделено предотвращению утечек, особенно опасных при работе с токсичными и взрывоопасными газами, в соответствии с нормами 1990 Управления по охране окружающей среды США 40 CFR CH, раздел 264.1053. В компрессорах используется специальное антикоррозионное покрытие из никелированного сплава MC1002, насыщенного фторуглеродами, повышающее износоустойчивость агрегатов.

Компания Corken предлагает горизонтальные компрессоры с числом ступеней от одной до четырех, развивающие манометрическое давление свыше 300 бар и обеспечивающие производительность более 600 м³/ч, со следующими типоразмерами цилиндров:

- 8" (203,2 мм);
- 6" (152,4 мм);
- 5" (127,0 мм);
- 4" (101,6 мм);
- 3¼" (82,6 мм);
- 2¾" (69,9 мм).

Для снижения выбросов летучих органических соединений и других опасных газов в компрессорах Corken применена система продуваемой набивки поршневых штоков, показавшая свою эффективность в сравнении с традиционными сегментированными уплотнениями. Компрессоры с цилиндрами с диаметром расточки 8" (203,2 мм), 6" (152,4 мм), 4" (101,6 мм) и 3¼" (82,6 мм) имеют водяное охлаждение, что дает возможность обрабатывать такие 2-атомные газы, как гелий или азот.

В компрессорах Corken применен целый ряд усовершенствований, существенно расширяющих возможности регулировки. Это и опция так называемого заглушенного



Рис. 1 — Горизонтальный компрессор HG601BB для работы с СУГ
Производительность — до 390 м³/час; Привод — электромотор 58 кВт, EExellT3;
Минимальное входное давление — 0,8 бар; Дифференциальное давление рабочее — 10 бар;
Подключение — DN80 (вход/выход).

клапана, изменяющая характер срабатывания группы цилиндров, и регулируемый допуск головок, влияющий на рабочее давление и производительность, и узел внешнего маслоохлаждения картера. Кроме того, для заказа доступны горизонтальные компрессоры, укомплектованные модифицированными частями: прокладками, поршнями и поршневыми кольцами, кольцевыми уплотнениями и др., изготовленными из специальных материалов (например, из тефлона), устойчивыми к воздействию особо агрессивных сред и газов. Установки блочного типа по проекту заказчика могут поставляться с панелями управления, проводкой, гасителями пульсации, приемными резервуарами и другими специальными вспомогательными приспособлениями.

Все изделия компании Corken тщательно тестируются и гарантируют соответствие компрессоров техническим спецификациям. Каждый компрессор подвергается проверкам на утечки, включая стрессовую гидростатическую проверку давлением, в 1,5 раза превосходящим максимальное рабочее. Дополнительно в комплекс проверок может включаться опрессовывание азотом и продувка.

Итоги и выводы

Все вышеперечисленное еще раз подтверждает исключительную репутацию компании Corken, созданную десятилетиями поддержания высочайших стандартов качества производства изделий и обслуживания клиентов. Расположенная в Оклахоме (США), компания Corken была основана в 1924 году. В начале 1950-х г. компания вышла на рынок производства оборудования для сжиженного углеводородного газа, и это событие стало поворотным моментом рынка компрессоров и насосов для пропана, бутана, безводного аммиака и других промышленных и технологических газов, включая токсичные, взрывоопасные и горючие. В 1991 году компания Corken стала частью корпорации IDEX, лидера производства специализированных изделий для промышленной перекачки жидких сред.

FAS

Flüssiggas-Anlagen

Компания Flüssiggas Anlagen GmbH (FAS) (основана в 1975 году) – современное динамичное производство, зарекомендовавшее себя как поставщик эффективных решений для работы со сжиженными газами. Оборудованием компании оснащены сотни объектов нефтегазового комплекса во многих странах Европы и мира



Посты

заправки бытовых газовых баллонов с электронным управлением с возможностью автоматизации



ТРК

Топливораздаточные колонки с массовыми расходомерами (учет объема в л, массы в кг, плотности и температуры) и интегрированным постом заправки газовых баллонов. Гарантия – 3 года



Терминалы и газонаполнительные станции



Автогазозаправочные станции



Резервуары для сжиженного газа



Системы автономного газоснабжения



Системы резервного и автономного электроснабжения

на базе газовых и дизельных генераторов производства FAS, SDMO, Henkelhausen мощностью до 500 кВт (включая кластерные и каскадные системы)

19 лет
в России!

узнайте
подробнее
о продукции
компании FAS

(495) 647 0577 ♦ WWW.FAS.RU
(812) 318 7580 ♦ WWW.FAS.SU

Новейшие разработки Челябинского компрессорного завода для сжатия промышленных газов

В октябре 2014 года ООО «Челябинский компрессорный завод» отмечает 15-летие. За время своего существования ООО «ЧКЗ» значительно расширил ассортимент производимого оборудования. На сегодняшний день завод производит винтовые компрессорные установки с приводом от электрического (ДЭН) и дизельного (КВ) двигателя; блок-контейнеры компрессорные (БКК); компрессорные установки среднего и высокого давления (КП, ВШВ); азотные мембранные установки (АМУ) и мобильные азотные станции (БКК (АМУ)); газовые компрессорные установки; автономные дизель-генераторные установки (АДГУ); воздухоохладители и емкостное оборудование, а также оборудование по подготовке воздуха.

Челябинский компрессорный завод сегодня — это крупнейший производитель винтовых компрессорных установок на российском рынке. Помимо широкого ассортимента продукции ООО «ЧКЗ» предлагает полный спектр услуг и комплексные решения по обеспечению снижения энергозатрат пневмосистемы клиента.

Новейшие разработки Челябинского компрессорного завода — это газовые винтовые компрессорные установки по компримированию ПНГ с золотниковой системой регулирования производительности и станции на их основе. Они производятся во взрывозащищенном исполнении, оснащены системой газового пожаротушения и встроенной азотной рампой. Управление выполнено на базе контроллера Allen Bradley — мирового лидера в производстве систем промышленной автоматизации. Данные газовые компрессорные установки работают как с избыточным входным давлением, так и с отрицательным (вакуумным) давлением на входе.

В 2013 году Челябинский компрессорный завод осуществил производство и поставку восьми станций для сжатия попутного нефтяного газа, во взрывозащищенном исполнении, производительностью 13,5 м³/мин — «БКК-13,5/7-1 Ех» — для ОАО «НГК «Славнефть».

«БКК-13,5/7-1 Ех» представляет из себя блок-контейнер компрессорный, разделенный на две части вентилируемым пространством с единым рамным основанием.

В первой части находится компрессорный (технологический) отсек. В нём расположен газоперекачивающий агрегат, технологический трубопровод, а также «полевое» оборудование КИПиА. Всё оборудование имеет взрывозащищенное исполнение.

Во второй части контейнера размещен

отсек управления (силовой отсек). В нём расположены шкафы управления «БКК-13,5/7-1 Ех» с фиксацией рабочих параметров работы установки на цветном дисплее. Управление работой «БКК-13,5/7-1 Ех» возможно, как с помощью сенсорного дисплея и кнопок по месту, так и из операторной, удалённой от «БКК-13,5/7-1 Ех». Вся система имеет 100% резерв, и в случае остановки «БКК-13,5/7-1 Ех» возможен запуск резервного «БКК-13,5/7-1 Ех».

Блок-контейнер поставляется с теплозвуковой изоляцией по всем плоскостям, системами вентиляции, пожарной сигнализации, контроля загазованности, освещения, отопления и автоматического пожаротушения. Также он имеет проходы и пространство для обеспечения выполнения регламентных работ и обслуживания оборудования, козырьки и наружное освещение над входными дверями.

Внутри контейнера предусмотрена ручная таль, для облегчения ремонтных работ.

В силовом отсеке расположена система пожаротушения, шкаф управления компрессорным модулем, шкаф силовой и шкаф собственных нужд.

Одной из отличительных особенностей «БКК-13,5/7-1 Ех» является применение винтового компрессора GEA Grasso с подшипниками качения, оптимизированным профилем роторов, гарантирующим высокую эффективность. Привод на ротор с выпуклым профилем позволяет избежать излишних нагрузок и гарантирует долгий срок эксплуатации подшипников, а также низкий уровень шума и вибрации. Отсутствие износа профиля обеспечивает неизменность рабочих характеристик в течение срока службы.

Компрессор оснащён золотниковым регулятором, формирующим зону сжатия таким образом, чтобы компрессор



Рис. 1 — Газовая станция БКК, вид изнутри



Рис. 2 — Газовая станция БКК, вид изнутри

захватывал из всасывающего тракта только необходимое количество газа для обеспечения требуемой подачи. Объем газа регулируется в пределах от 10 до 100% от максимально возможной подачи при рабочих условиях – бесступенчато. Золотник заменяет частотное регулирование привода компрессора, благодаря чему повышает энергоэффективность агрегата в целом.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 308 от 16 апреля 2012 г. «Об утверждении перечня объектов, имеющих высокую энергетическую эффективность, для которых не предусмотрено установление классов энергетической эффективности», установка подготовки нефтяного газа «БКК–13,5/7-1 Ех» имеет высокую энергетическую эффективность, т.к. удельный расход энергии ИЭЭФ, равный 24,3 кг.у.т./1000 м³, не превышает установленного 45,3 кг.у.т./1000 м³.

В 2014 году Челябинский компрессорный завод продолжил сотрудничество с ОАО «НГК «Славнефть», а также с другими предприятиями нефтегазовой отрасли. Знаковой стала поставка в адрес НК «Роснефть» 16-ти газоперекачивающих вакуумных компрессорных станций, которые работают на восьми месторождениях.

Сотрудничество началось ещё в 2013 году, когда Челябинский компрессорный завод и ЦДО «ТНК-Уват» (ныне ООО «РН-Уватнефтегаз» — дочернее общество ОАО «НК «Роснефть») пришли к соглашению о приведении шести канадских

компрессорных установок производства компании «SAGE», ранее приобретенных нефтяной корпорацией, в соответствие с требованиями российского законодательства и ГОСТа. В связи с тем, что при изготовлении компрессоров канадский производитель основывался на требованиях международных стандартов API, которые отличаются от требований ГОСТ и ПБ, действующих на территории Российской Федерации, данные компрессорные установки не могли быть приняты Ростехнадзором, в связи с чем их нельзя было вводить в эксплуатацию.

Из-за стремления канадского производителя к минимизации размеров компрессорных установок, их эксплуатация и обслуживание вызвали затруднения. После тщательной разработки конструкторской документации и ее трехстороннего согласования с производителем и заказчиком специалисты ООО «Челябинский компрессорный завод» произвели модернизацию оборудования, обеспечив легкую доступность отдельных узлов при работе компрессорных установок в штатном режиме, их ремонте и техническом обслуживании.

Кроме того, поскольку данное компрессорное оборудование предполагалось установить на открытом воздухе, а погодные условия в районе эксплуатации являются тяжелыми, завод изготовил для канадских компрессорных установок всепогодное укрытие — блок-контейнер модульного типа. Модульность обеспечивает

удобство транспортировки. Блок-контейнер позволяет поддерживать рабочие температуры компрессорного оборудования от -40 до +40°C.

После приемки оборудования заказчиком на территории производственных площадей ООО «ЧКЗ», специалисты завода осуществили монтаж оборудования, включая монтаж межблочной связи между контейнерами на площадке ООО «РН-Уватнефтегаз».

Пуско-наладочные работы осуществлялись совместно с канадскими партнерами — компаниями «SAGE», которая отвечала за проверку рабочих характеристик оборудования ее производства, и «Spartan Controls», отвечавшей за проверку работы автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Всё оборудование успешно прошло сначала 72-часовые испытания на инертном газе, а затем и испытания на реальном газе.

Уникальный совместный проект ООО «Челябинского компрессорного завода» и канадской компании «SAGE» был выполнен успешно.

Рынок углеводородного сырья стабилен и открывает многолетние перспективы для работы. Передовые технологии, комплексный подход к подбору оборудования и непревзойденное качество предлагаемых решений позволяют ООО «ЧКЗ» занимать лидирующие позиции.

Параметр	Значение
Габаритные размеры, мм	10000×2890×3130
Масса, кг	14500
Суммарная установленная мощность, не более, кВт	150
Напряжение/частота питающей сети, В / Гц / Ф	380 / 50 / 3

Таб. 1 — Технические характеристики «БКК-13,5/7-1 Ех»

Челябинский компрессорный завод предлагает полный спектр услуг по проектированию, производству и внедрению полного комплекса компрессорного оборудования и коммуникаций в технологические процессы клиента «под ключ» с дальнейшим гарантийным и постгарантийным сервисным обслуживанием.



**ООО «ЧЕЛЯБИНСКИЙ
КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД»**
454085, Россия, г. Челябинск,
пр. Ленина, 2-б, а/я 8814
Тел.: +7 (351) 775-10-20
E-mail: sales@chkz.ru
www.chkz.ru



Рис. 3— Пуско-наладочные работы станции для РН-Уватнефтегаз

Рис. 4 — Пуско-наладочные работы станции для РН-Уватнефтегаз

Утилизация ПНГ: особенности эксплуатации компрессорных установок с винтовыми маслозаполненными компрессорами на низконапорном газе повышенной плотности



И.В. Автономова

к.т.н., доцент, заместитель заведующего кафедрой¹



А.Ю. Шур

генеральный директор²

¹кафедра «Вакуумная и компрессорная техника», МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Россия

²ООО «БелгородЭНЕРГАЗ», Белгород, Россия

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — это природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных месторождений. По оценкам специалистов, объемы добываемого в России ПНГ превышают сегодня 70 млрд м³. Попутный газ необходимо собирать, подготавливать и подавать в транспортный газопровод. Такая технологическая задача решена специалистами компании ЭНЕРГАЗ на Алехинском нефтяном месторождении (Тюменская область).

Станция компрессорная низких ступеней сепарации (СКНС, см. на стр. 6) Алехинского месторождения была оснащена пятью дожимными компрессорными установками (ДКУ) Enerproject типа EGSi-S-650/1500WA (фото 1 и 2). Установки производительностью по 7000 м³/час компримируют низконапорный (0,01 МПа) ПНГ, поступающий с концевой ступени сепарации, и закачивают его в трубопровод под давлением 1,7 МПа.

При вводе в эксплуатацию данных ДКУ инженеры ЭНЕРГАЗа столкнулись с тремя проблемами:

- выброс масла под действием вакуума из маслосистемы во входной фильтр-скруббер;
- образование конденсата в рабочих ячейках компрессора при сжатии ПНГ;
- нарушение циркуляции масла в компрессорных установках при отрицательных температурах (ниже -10°C).

Модернизация входных клапанов

При аварийном останове ДКУ

происходил выброс масла под действием вакуума из маслосистемы во входной фильтр-скруббер. В первую очередь, это связано с очень большой разницей в давлении на входе и на выходе ДКУ, и если не отсекать входной трубопровод от основной магистрали, то давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной скруббер. Во-вторых, параметры технического задания (по давлению), которые учитывались при проектировании и производстве ДКУ, отличались от реальных условий эксплуатации.

Чтобы обеспечить нормальную работу компрессорных установок при крайне низком давлении попутного газа, было принято решение провести модернизацию системы входных клапанов, установив на входе газа быстродействующие клапаны. Инженеры компании ЭНЕРГАЗ и специалисты швейцарской фирмы ENEPROJECT SA (изготовитель установок) успешно решили данную задачу.

По специальному заказу изготовили электромеханический привод входного клапана, снабженный пружинным отсекателем. Сложность заключалась в том, что необходимо было вмонтировать, «вписать» данный электропривод в существующий модуль ДКУ, в котором пространство ограничено. Для того чтобы создать момент силы для мгновенного закрытия при аварийной ситуации входного клапана (задвижки) диаметром



Фото 1 — Компрессорные установки Enerproject типа EGSi-S-650/1500WA для компримирования ПНГ



Фото 2 — Дожимная компрессорная станция Алехинского нефтяного месторождения в эксплуатации

Для сбора и транспортировки попутного нефтяного газа наряду с другими установками широко используются установки с винтовыми маслозаполненными компрессорами. Используемые сегодня инженерные решения позволяют предотвращать выброс масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; исключать образование конденсата в рабочих ячейках компрессора и его влияние на потребляемую мощность; не допускать нарушения циркуляции масла в масляной системе во время запуска компрессорной установки при отрицательных температурах (ниже -10°C). За счет чего это достигается и каковы особенности эксплуатации установок на тяжёлом газе, при крайне низких значениях входного давления, в холодных климатических условиях?

Ключевые слова

попутный нефтяной газ, выброс масла, образование конденсата, нарушение циркуляции масла, компрессорные установки

400 мм, требуется усилие порядка 3000 Н*м. Такое под силу только специальной пружине, однако она получилась бы неприемлемо больших размеров. И тогда было решено разделить это усилие между двумя пружинами, что позволило сделать электропривод более компактным и разместить его в существующем блоке-модуле.

Важно отметить, что параллельно был расширен функционал системы автоматического управления ДКУ. САУ четко отслеживает статус и суть поступающих сигналов, проводит анализ и оперативно выдает соответствующие команды: на нормальный останов либо на аварийный «стоп».

Предотвращение образования конденсата

Газ, который поступает из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), имеет плотность более $1,3 \text{ кг/м}^3$, то есть в компрессорных установках сжимается так называемый тяжёлый газ (таб. 1). Характерной особенностью этого газа является повышенная растворимость в масле.

В маслоотделителе, который работает при выходном давлении $p_k = 1,7 \text{ МПа}$ (рис. 1а), большое количество газа, особенно тяжёлых фракций, растворяется в масле. Масло из маслоотделителя подаётся в рабочие ячейки сжатия маслозаполненных винтовых компрессоров (фото 3). Давление в рабочих ячейках ниже давления внутреннего сжатия p_2 и газ начинает интенсивно выходить из масла в объём рабочих ячеек, что ведёт к увеличению давления в них и к увеличению давления внутреннего сжатия до величины p_2' . При этом уменьшаются затраты мощности на внешнее сжатие и затраты мощности на сжатие одного килограмма газа в компрессоре (на рис. 1а заштрихованная площадь пропорциональна экономии энергии на сжатие одного килограмма газа).

Однако если температура газа в рабочих ячейках будет ниже температуры конденсации каких-либо фракций газа, то они начнут конденсироваться в рабочих ячейках. Конденсат занимает меньший объём, нежели газ, поэтому конденсация газа приводит к уменьшению давления в рабочих ячейках и

уменьшению давления внутреннего сжатия от величины p_2 до p_2'' (рис. 1б). Это ведёт к увеличению затрат мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа в винтовых маслозаполненных компрессорах (на рис. 1б заштрихованная площадь пропорциональна увеличению мощности на сжатие газа).

Кроме того, растворение газа в масле-отделителе приводит к снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслоотделителе.

Для предотвращения конденсации масла в рабочих ячейках компрессора решено было расширить диапазон рабочих температур масла и газа. При этом начальные настройки рабочих параметров компрессорной установки фиксировались следующие: температура масла 55°C , температура газа 85°C . Данные рабочие температуры не позволяли избежать образования конденсата. Проведение ряда расчетов и экспериментов позволило обосновать повышение рабочих температур компрессорной установки: температуры масла — до 75°C , температуры газа — до 105°C . Для сохранения работоспособности компрессорных установок потребовалась замена масла Mobil Glycoil MG11 на MG22 с повышенным индексом вязкости.

Дальнейшая эксплуатация компрессорных установок подтвердила правильность инженерного решения.

Модернизация системы теплообмена

Для нормальной циркуляции масла при отрицательных температурах потребовалась модернизация системы охлаждения компрессорных установок.

Замена масла MG11 на MG22 нарушила циркуляцию масла в масляной системе во время запуска компрессорных установок после длительной стоянки при отрицательных температурах (ниже -10°C). Это произошло из-за большой вязкости масла в выносном аппарате воздушного охлаждения (АВО, фото 4). Во избежание такой ситуации было разработано инженерное решение по подогреву масла в АВО во время пуска компрессорной установки.



Фото 3 — Винтовой маслозаполненный компрессор



Фото 4 — Аппарат воздушного охлаждения после модернизации системы теплообмена

Наименование определяемых показателей	НД на метод	Единица измерения	Результат испытания
Место отбора			на нагнетании КУ-3
Компонентный состав			
Метан	ГОСТ 23781-87	% об.	48,92
Этан		% об.	12,36
Изобутан		% об.	3,98
Н-бутан		% об.	7,73
Изопентан		% об.	1,33
Н-пентан		% об.	1,34
Сумма гексанов		% об.	0,66
Углекислый газ		% об.	1,39
Азот		% об.	0,73
Кислород		% об.	0,00
Всего		% об.	100,00
Молярная масса		г/моль	31,19
Плотность газа при 20°C, 101,325 кПа		кг/м³	1,3206
Теплота сгорания низшая, при 20°C, 101,325 кПа	ГОСТ 22667-82	ккал/м³	14492
Теплота сгорания высшая, при 20°C, 101,325 кПа	ГОСТ 22667-82	ккал/м³	15829
Содержание C_{3+}		г/м³	796,38
Содержание C_{5+}		г/м³	105,65
Температура газа		°C	104

Табл. 1 — Протокол состава попутного газа, поступающего из цеха подготовки и перекачки нефти Алёхинского месторождения

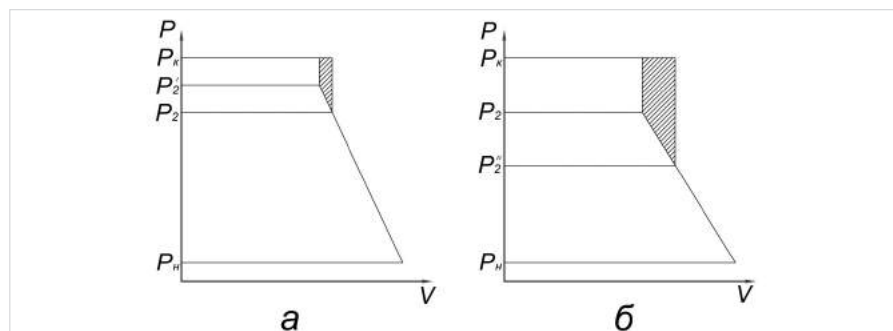


Рис. 1 — Теоретические индикаторные диаграммы винтового компрессора: а — без конденсации газа в рабочих ячейках; б — при конденсации газа в рабочих ячейках.

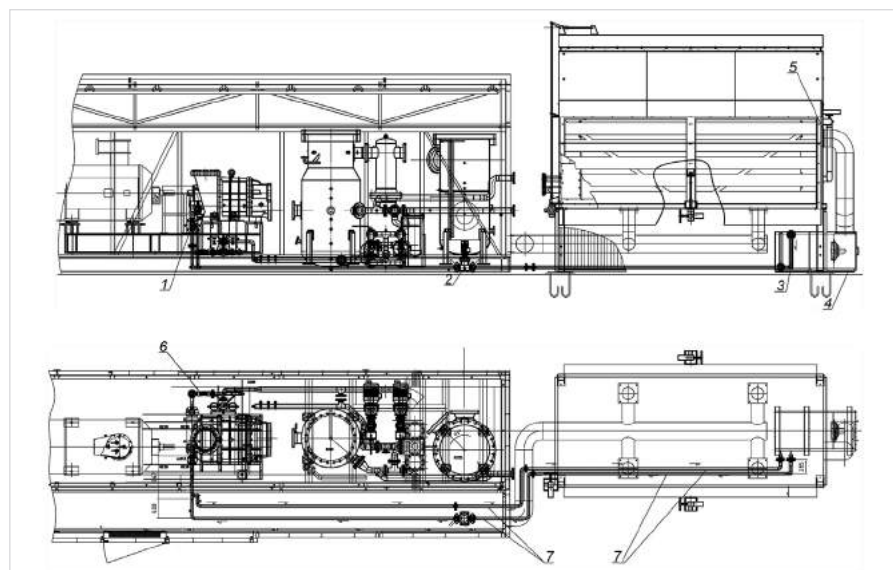


Рис. 2 — Дополнительно установленные элементы системы теплообмена: 1 — жидкостный теплообменник; 2 — насос жидкости; 3 — жидкостный радиатор; 4 — вентилятор; 5 — мембранный расширительный бак для жидкости; 7 — соединительные трубопроводы

В период пуска масло маслоснасосом перемещается по малому кольцу и подогревается электрическим подогревателем масла в маслоотделителе (так называемый «горячий пуск») и за счёт трения и сопротивления в трубах. Для нормальной работы это тепло необходимо отводить в АВО, но масло туда не поступает, так как требуется большое усилие, чтобы выдавить густое масло из АВО. В итоге, последовало предложение: тепло из маслобака и маслоотделителя отводить жидкостью и эту жидкость использовать для обогрева АВО.

С этой целью установили дополнительные элементы системы теплообмена (рис. 2): жидкостный теплообменник в маслобаке; насос циркуляции жидкости; жидкостный радиатор для обогрева АВО; вентилятор принудительной циркуляции воздуха; воздухопровод; мембранный расширительный бак для жидкости; соединительные трубопроводы; приборы КИПиА.

В качестве жидкости применили раствор гликоля с концентрацией, обеспечивающей незамерзание жидкости до температуры -45°C. Помимо гликоля может применяться также тосол.

Таким образом, в период пуска компрессорной установки (это 20–25 мин.) тепло, которое выделяется при сжатии газа в компрессоре и передается маслу, отбирается гликолем в жидкостном теплообменнике (1). Насосом (2) разогретый гликоль подается в жидкостный радиатор (3). Радиатор принудительно обдувается воздухом, который подает вентилятор (4). Разогретый воздух по воздухопроводу (5) подается в АВО и нагревает в нём масло до температуры, необходимой для начала нормальной работы компрессорной установки.

Выводы

Опыт создания данной компрессорной станции показал, что компания ЭНЕРГАЗ предлагает в каждом конкретном случае индивидуальные технические решения, разработанные с учётом особенностей эксплуатации установок. Индивидуальный подход позволяет добиться максимальной эффективности и надёжности при эксплуатации газодожимного оборудования.

При сжатии тяжёлого газа (газа высокой плотности) предлагается повышать температуру масла на впрыске в рабочие ячейки, температуру газомасляной смеси на нагнетании для того, чтобы избежать конденсации газа в рабочих ячейках. Одновременно следует использовать для смазки компрессора масло более высокой вязкости и подогревать масло в АВО в период пуска компрессора после длительной стоянки при низких температурах. Для работы с ПНГ, давление которого приближено к вакууму, необходимо устанавливать на входе газа в ДКУ быстродействующие клапаны.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Москва, ул. Б. Почтовая, 34
тел.: +7 (495) 589-36-61
факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru



«SProfi 4X4»

Шины низкого давления.

По бездорожью - уверенно и безопасно.



«SProfi 4X4» – это полноценные высококачественные пневматические шины низкого давления предназначенные для вездеходов, среднетоннажных грузовиков, снегоболотоходов, эксплуатируемых в условиях бездорожья, на мягких и слабонесущих грунтах, а так же на дорогах общего пользования всех категорий. Шины «SProfi 4X4» имеют диагональную конструкцию с регулируемым давлением, безкамерные.

Используя покрышки «SProfi 4X4» легко преодолеваются трудно проходимые местности: болота, пустыни с их сыпучим песком, снежная целина и заносы, снежные тундры, горные каменистые дороги, глубокая глиняная колея.

При этом шины «SProfi 4X4» можно эксплуатировать на дорогах с асфальтовым покрытием и достигать при этом скорости 80 км/час, исключая необходимость замены шин «SProfi 4X4» на обычную дорожную резину. Дополнительный комплект сменных колёс для асфальта в этом случае не нужен, что экономит время на замену покрышек и облегчает вес перемещаемого груза. Шины «SProfi 4X4» имеют более низкое значение шумовых характеристик, чем аналогичные внедорожные шины и шины низкого давления, что делает их достаточно комфортными во время движения по асфальту.



Шины «SProfi 4X4» имеют повышенную износостойкость, исключают возникновение боковых разрывов и порезов шин, так как бортовое кольцо шины дополнено усиливающими конструктивными элементами. Благодаря усовершенствованным грунтозацепам, шины увеличивают тягу транспортного средства. Высота протектора увеличена до 28 мм, что обеспечивает водителю уверенное управление машиной на отдельных участках пути с глубокой глиняной колеи. Разработаны и выпускаются шины с 4-мя и 2-мя слоями каркаса.

Для изготовления шин разработаны усовершенствованные технологии производства и применяются особые составы резины и присадок к ним, что делает их весьма эластичными в широком диапазоне температур (от -45 до +45). По заказу выпускаются шины для эксплуатации в условиях крайнего севера при особо низких температурах.

Обозначение, модель шины		2-НС	4-НС
		530/70-21 (1300x530-533) SProfi MT-201	530/70-21(1300x530-533) SProfi XL-401
Рисунок протектора шины		Повышенной проходимости	Повышенной проходимости
Условное обозначение ширины измерительного обода		533-440 (440-533)	533-440 (440-533)
Основные размеры шины, мм	Наружный диаметр, мм	1260±15	1260±15
	Ширина профиля, не более, мм	545	545
	Статический радиус, мм	600±7	600±7
Индекс несущей способности		100	140
Индекс категории скорости		F	F
Вес шины, кг		65 ± 2	75 ± 2
Максимальная скорость движения по усовершенствованным дорогам, км/ч		80	80
Нормы эксплуатационных режимов	Максимально допустимая нагрузка на шину, Н (кгс)	7845 (800)	24517 (2500)
	Давление, соответствующее максимально допустимой нагрузке, МПа (кгс/см ²)	0,15 (1,5)	0,31(3,2)



Шины «SProfi 4X4» сертифицированы как дорожные шины и могут быть использованы во многих отраслях промышленности - для перевозки грузов и людей в труднодоступные местности, для оказания помощи людям попавшим в экстремальные ситуации, а так же в профи-экспедициях, проходящих за сотни, а порой и тысячи километров от населённых пунктов. Шины «SProfi 4X4» могут работать при внутренних давлениях от 0,3 до 0,001 МПа, что обеспечивает уверенную проходимость практически на всех типах покрытия. При установке шин 2НС на легкие вездеходы обеспечивается гарантированная положительная плавучесть.

Используя шины нового поколения «SProfi 4X4» - Вы будете надёжно экипированы для дальних поездок по бездорожью и экспедиций. Вам будут доступны самые глухие уголки дикой природы! Желаем Вам успехов в освоении новых горизонтов!

Приглашаем организации и индивидуальных предпринимателей к сотрудничеству на постоянной дилерской основе. Будем рады видеть Вас в числе наших партнёров и клиентов!

ООО «СпецПрофи»
МО, Ногинский р-н,
г. Электроугли, Банный пер., д.12

т. +7 (499) 394-08-88
E-mail: sprofi4x4@gmail.com
www.sp4x4.com

Навесное оборудование Уральского завода спецтехники



На сегодняшний день «Уральский завод спецтехники» является крупнейшим производителем навесного оборудования на шасси Урал, Камаз, МАЗ, КРАЗ и др. Завод эффективно функционирует с 2006 года, имеет собственный код производителя автомобилей WMI (World Manufacturer Identifier) — X89).

Производственные цеха завода, расположенные в г. Миасс (Челябинская обл.), оснащены высокотехнологичным оборудованием, позволяющим выпускать продукцию высокого качества для нефтегазодобывающих, горно-обогатительных, строительных и лесоперерабатывающих предприятий России и стран ближнего зарубежья. Вся выпускаемая продукция соответствует стандарту качества ISO 9001:2008 и составляет порядка 120 единиц спецтехники в месяц.

Завод стремится во всем быть первым, используя для этого современные методы и средства управления. Мы работаем для того, чтобы сделать успешным бизнес наших клиентов. В числе наших постоянных заказчиков нефтяные и промышленные компании: ОАО НК «Роснефть» и ее дочерние общества, ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «Славнефть», ТОО «КазМунайГаз», ЗАО «Интергаз Центральная Азия», ОАО «Русснефть», ОАО «Башнефть», ОАО «Газпром», ООО «Эриэлл Нефтегазсервис», ОАО «Русойл», ЗАО «Стройтрансгаз», НХК «Узбекнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» и др.

Продукция завода успешно эксплуатируется в суровых условиях крайнего севера: ХМАО, ЯНАО, Саха Якутия; в непроходимой тайге Сибири и песчаных пустынях Азии: Узбекистан, Казахстан, Туркмения. Завод расширяет географию поставок спецтехники на новых рынках — Сирия, Марокко.

Предприятие имеет все необходимые лицензии и сертификаты, позволяющие выполнять проектирование, разработку,

изготовление, монтаж, ремонт и обслуживание производимой техники.

На Уральском заводе спецтехники работают квалифицированные и высокопрофессиональные специалисты в конструкторских и технологических отделах, которые постоянно совершенствуют качество производимой спецтехники, что позволяет предложить своим клиентам широкий ассортимент продукции:

Автомобили цистерны:

- Автотопливозаправщики (АТЗ);
- Автоцистерны (АЦ);
- Автоцистерны нефтепромысловые (АЦН);
- Агрегаты для сбора газового конденсата и нефти (АКН);
- Автоцистерны ассенизационные (МВ).

Автомобили-фургоны:

- Фургоны общего назначения (ФОН);
- Вахтовые автобусы;
- Мастерские передвижные (МП);
- Агрегаты ремонтно-сварочные (АРС).

Спецтехника с КМУ:

- Бортовые автомобили с КМУ (БОРТ с КМУ);
- Седельные тягачи с КМУ (СТ с КМУ);
- Мастерские передвижные с КМУ (АНРВ, АРОК)

Нефтепромысловая спецтехника:

- Парогенераторные утсановки передвижные (ППУ);
- Агрегаты депарафинизации скважин (АДПМ);
- Агрегаты исследования скважин (АИС).



Крано-манипуляторные установки «АНТ»

(производство ООО «Уральский завод спецтехники»).

В настоящее время завод разработал и освоил собственное производство Крано-манипуляторных установок (КМУ) «АНТ» различных моделей: АНТ 1.8-2, АНТ 2.5-2, АНТ 4.4-1, АНТ 5-2, АНТ 7.5-2, АНТ 8.5-2, АНТ 12-2, АНТ 12-4, АНТ 18-2, АНТ 18-5, АНТ 22-2, АНТ 22-4, АНТ 24Т-2 и АНТ 27-1. Все краны изготавливаются на импортном высокотехнологичном оборудовании.

Гидравлические элементы изготовлены на зарекомендовавших себя предприятиях Нидерландов, Италии, Германии и Швеции специально для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом. Крюки для АНТ производятся в США. Стрелы телескопа крана коробчатые со скругленными углами, шестигранные, изготавливаются из единого листа и имеют только один сварной шов, который обязательно проходит ультразвуковой контроль.

Устойчивость работы крано-манипуляторной установки в сложных климатических условиях обеспечивается за счёт простоты конструкции и отсутствия электроники в системе безопасности устройства.

Отличительные особенности КМУ АНТ нашего производства:

- Стрела КМУ изготавливается из шведской высокопрочной стали S700 фирмы Domex. Использование данного вида стали позволяет значительно повысить прочность конструкции, улучшить ее грузоподъемные характеристики и уменьшить массу установки. При собственном весе в 425кг манипулятор способен поднимать грузы до 1 т;
- Крюк КМУ изготавливается из износостойкой стали методом объемной штамповки;

- Управление КМУ в зависимости от требований заказчика может осуществляться с сидения на колонне или с земли, управление дублировано, что позволяет оператору находиться с удобной стороны автомобиля;
- Устройство гидропривода исключает возможность самопроизвольного опускания груза при падении давления в гидросистеме, разрыве гибких трубопроводов, рукавов и повреждении их соединений.
- В качестве рабочей жидкости гидравлической системы используется масло ВМГЗ, что позволяет осуществлять эксплуатацию установки при температурах до -50°C;
- Болтовые, шпоночные соединения механизмов КМУ предохранены от самопроизвольного развинчивания или разъединения;
- Все манжеты, кольца и уплотнения изготавливаются из маслостойкой и морозостойкой резины, обеспечивающей работу узла уплотнения в интервале температур от +80 до -40°C.

Требования надёжности

Срок службы гидроманипулятора при 1,5-сменной работе в паспортном режиме — 10 лет. КМУ относятся к изделиям климатического исполнения У по ГОСТ 15150-69 и рассчитаны на эксплуатацию в районах с умеренным климатом при температуре окружающего воздуха от +40°C до -40°C.

Гарантии изготовителя

Гарантийный срок эксплуатации КМУ 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня отгрузки с завода потребителю.

Многолетний опыт работы на рынке позволяет нам предложить услуги высокого

качества:

- Поставка базовой техники на шасси автомобилей Урал, Камаз, МАЗ, КраЗ и др.;
- Изготовление техники по техническому требованию заказчика;
- Все виды доработок и переоборудование техники;
- Гарантийный сервис и постгарантийный сервис;
- Доставка техники до склада Грузополучателя путем автоперевозки с проведением технического обслуживания в сертифицированных сервисных центрах, железнодорожным транспортом с обязательным страхованием;
- Поставка запасных частей.

Вся производимая СПЕЦТЕХНИКА нашего завода соответствует современным стандартам качества и сочетает в себе надёжность, долговечность и функциональность. Применяемые материалы, современные технологии и новейшее оборудование на предприятии обеспечивает способность выдерживать необходимые нагрузки, высокую износостойкость и безупречный внешний вид.



454084, Россия, Челябинск, ул. Горшечная, 37
отдел продаж: 8 (800) 333-74-74
www.uzst.ru



Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов

магистр физики, начальник отдела продаж¹
Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина

генеральный директор¹
Tyabina@rvs-ltd.ru

¹ООО «РВС», Санкт-Петербург, Россия

Компания ООО «РВС» основана в 1996 году и на сегодняшний момент является высокоэффективной, динамично развивающейся, перспективной компанией, которая зарекомендовала себя в качестве надёжного поставщика продукции высокого качества и широкого спектра назначения, от единичного сита до высокотехнологичных мебельных систем, от сушильного шкафа до лазерного анализатора размеров частиц.

Материалы и методы

Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова

анализаторы серы,
анализаторы грансостава

ООО «РВС» является официальным авторизованным дилером целого ряда ведущих Европейских компаний — производителей лабораторного оборудования. С нами сотрудничают такие предприятия как ОАО «Уралкалий», ОАО «Беларуськалий», ОАО «ГМК «Норильский никель», ОАО «Северсталь», ОАО «НМЛК», ЗАО ТД «Оргхим», ОАО «Гипроспецгаз» и многие другие.

Компания ООО «РВС» может предложить оборудование для нефтегазовой промышленности от Японской компании HORIBA, которое необходимо как на начальном этапе разведки недр, так и на конечном при анализе полученного сырья.

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведывании недр. Благодаря двум лазерным источникам света прибор может анализировать как миллиметровые пески/супеси от 3 мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01 мкм. Конструкция прибора состоит из измерительной ячейки, лазеров и приёмных детекторов. Частицы породы циркулируют в жидкости по закрытому контуру через измерительную ячейку. Лазерные лучи направлены на ячейку, за которой расположены регистрирующие детекторы, свет, рассеянный пропорционально размеру частиц, фокусируется на них. По распределению рассеянного света, при помощи теории Ми, рассчитываются распределение частиц по размерам.

Данный прибор успешно эксплуатируется в таких компаниях как ТрестГРИИ, ОАО «Гипроспецгаз», ОАО «Энергопроект», Тюменский нефтяной научный центр, компаниях специализирующихся на инженерных изысканиях!

Для анализа серы в нефти и нефтепродуктах компания HORIBA разработала линейку анализаторов серы SLFA включающую в себя: SLFA-20, SLFA-2100/2800, SLFA-UV21ANS.

SLFA-20 разработан специально для удовлетворения современных требований измерения низких концентраций серы в топливе, нефти и нефтепродуктах. Благодаря использованию технологии рентгеновской флуоресценции стало возможным

проводить точные и быстрые измерения в соответствии со стандартом ASTM D4294 (USA) как в лаборатории, так в полевых условиях.

Этот компактный анализатор имеет диапазон от 0 до 5% общей серы, с наименьшим пределом детектирования в 20 ppm и повторяемости в 15 ppm. Точность обеспечивается запоминанием до 5 калибровочных кривых, буквенно-цифровая клавиатура позволяет идентифицировать образцы.

SLFA-2100/2800 конструировался специально под сегодняшние нужды измерения низких концентраций серы в бензине, дизеле и реактивном топливе.

Используя рентгеновскую флуоресцентную технику анализа, могут быть получены быстрые и точные результаты в соответствии со стандартным методом определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах с помощью энергодисперсионной рентгеновской люминесцентной спектрометрии ASTM D4294-10.

Предел определения в 5 ppm серы приводят Вас в новую область чувствительности измерения. Высокочувствительные анализаторы HORIBA делают быстрые и точные анализы образцов топлива от самых низких концентрациях серы до высоких, а также образцов любых производных, начиная с бензина и заканчивая нефтью. Большой, для лёгкого чтения, LCD дисплей, простые кнопки управления, буквенно-цифровая клавиатура и другие отличительные характеристики делают серию анализаторов серы SLFA-2100/2800 простыми в использовании.

SLFA-2800 имеет автоматическую поворотную площадку для измерения до восьми образцов в автоматическом режиме, SLFA-2100 имеет возможность измерять только один образец.

Анализатор серы HORIBA SLFA-UV21A является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения сверхмалых концентраций серы в различных видах топлива, дизеля и кровельных материалах.

Комбинация многолетних исследований компании HORIBA в анализе серы и проверенная технология атмосферного детектора серы создали революционную технологию анализа с высокой точностью и чувствительностью. SLFA-UV21A отвечает стандарту



Рис. 1 — SLFA 20



Рис. 2 — SLFA-UV21ANS с PC

ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

Используя метод ультрафиолетовой флуоресценции удалось достигнуть низкого уровня детектирования около 30 ppb и большого диапазона измерений от 30 ppm до 1 wt%.

Предел детектирования серы в 30 ppb открывает новые реалии в чувствительности измерений. Высокочувствительный анализатор HORIBA делает быстрый и точный анализ лёгкого топлива, начиная от бензина и до лёгкой нефти. Программное обеспечение, работающее в среде Windows позволяет легко

производить измерения и варьировать различные функции.

Итоги

Анализ низкого уровня азота теперь возможен благодаря признанной технологии хемилюминесцентного детектора азота HORIBA.

Выводы

Таким образом, большой выбор анализаторов серы и анализаторов размеров частиц в нефтепродуктах японской компании HORIBA позволяет быстро и качественно осуществлять контроль качества различных нефтепродуктов.



ООО «РВС». г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, здание ГосНИИхиманалит (ст. м. Нарвская)
тел.: +7 (812) 320-67-07 (многоканальный),
факс: +7 (812) 252-01-36
post@rvs-ltd.ru
www.rvs-ltd.ru



Рис. 3 — LA950 V2 with DryUnit



ENGLISH

LABORATORY EQUIPMENT

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:

Andrey V. Gerasimov — vaster of physics, head of sales¹; Gerasimov@rvs-ltd.ru

Irina V. Tyabina — general manager¹; Tyabina@rvs-ltd.ru

¹RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

RVS company was founded in 1996 and today it is a highly efficient, dynamic, forward-looking company that has established itself as a reliable supplier of high quality products and a wide range of purposes, from a single screen to high-tech furniture systems, from the oven to the laser particle size analyzer.

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

Analysis of low levels of nitrogen is now possible due to an appreciation of the chemiluminescent nitrogen detector HORIBA.

Conclusions

Thus, a wide range of sulfur analyzers and particle size analyzer for petroleum products HORIBA Japanese company to quickly and accurately monitor the quality of various petroleum products.

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова»

Р.Н. Исахов
начальник отдела маркетинга¹

¹ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова»,
Менделеевск, Россия

С каждым годом все более актуальной становится задача повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этим возрастают и требования к реагентам, применяемым в технологиях по извлечению нефти и газа. Используются все более сложные по химическому составу композиции. Растут требования и к химической чистоте (отсутствию примесей) составляющих их ингредиентов. В качестве реагентов для нефтегазодобывающего сегмента рынка ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» предлагает хлористый кальций, тиосульфат натрия, сульфит натрия, силикагели, алюмосиликатный адсорбент АС-230Ш, биоцид ОПЦ-600.

Ключевые слова

нефтеотдача пластов, реагенты, хлористый кальций, тиосульфат натрия, сульфит натрия, силикагели, алюмосиликатный адсорбент АС-230Ш, биоцид ОПЦ-600

Алюмосиликатный синтетический адсорбент АС-230Ш предприятие производит с 2013 г. по технологии, разработанной ОАО «ВНИИ НП» г. Москва. Согласно мнения разработчика адсорбент АС-230Ш с успехом может заменить применяемые для осушки и очистки природного газа импортные силикагели марки KS-Tropenperlen (производство Германия). Для этого необходимо в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» провести испытания, стоимость которых составляет 500 тыс. руб. В настоящее время предприятие ищет источник финансирования для производства указанных работ.

Энергетики применяют адсорбент для регенерации отработанных трансформаторных и других масел. Товар показал хорошие результаты при испытаниях в ООО «Лукойл-Пермнефтеоргсинтез» на стадиях получения товарного парафина из парафина-сырца.

Проявляя хорошие адсорбционные свойства и имея средний радиус пор 40 Å (ангстрем), адсорбент имеет хорошие шансы для расширения области своего применения не только в нефтехимии, но и в газохимии.

Хлористый кальций предприятие производит по ТУ. Товар сертифицирован в системе «ТЭКСЕРТ». Сертификат соответствия № ТЭК RU.XII06.H01437.

Использование хлористого кальция производства ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» в нефтедобывающей промышленности показало ряд преимуществ данного продукта: — химическая чистота и отсутствие вредных примесей;

- хорошая растворимость в пресной воде и водах различной минерализации. Гидратированная форма хлористого кальция производства ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» позволяет получать водные растворы без их дополнительного нагрева;
- сыпучесть и неслеживаемость продукта обеспечивают его технологичность, исключают запыленность на рабочих местах;
- упаковка продукции в мешках и биг-бегах создают удобство персоналу в работе.

Биоцид ОПЦ-600. Ингибиторы марки ОПЦ предприятие производит с 2010 г. по технологии, разработанной НТЦ ОАО «Нижнекамскнефтехим» г. Нижнекамск РТ. Реагенты предназначены для ингибирования процессов солеотложений и коррозии в водооборотных циклах систем охлаждения. К этой серии товаров относится и биоцид широкого спектра действия — марки ОПЦ-600, который обладает пролонгированным действием, высокой химической стабильностью, отсутствием коррозионной активности по отношению к материалам трубопроводов и оборудования.

На недавнем прошедшем в г. Казань Татарстанском нефтехимическом форуме (3-5 сентября 2014 г.) ингибиторы ОПЦ удостоены диплома I степени «За разработку и внедрение инновационных ингибиторов марки ОПЦ».

Сульфит натрия безводный производится по ТУ 113-08-05808111-24-92. Содержание основного вещества составляет не менее 98%. При приготовлении сложных по химическому составу буровых растворов (композиций) сульфит натрия применяют для снижения его коррозионной активности, а также для

нейтрализации окислительного действия других ингредиентов рецептуры, так как сульфит натрия является хорошим восстановителем.

Тиосульфат натрия. Содержание основного вещества составляет не менее 99%. Одним из направлений является применение его в качестве стабилизатора при приготовлении высокотемпературных (гуаровых) гелей в технологии ГРП (гидравлического разрыва пласта). При этом повышается эффективность нефтеотдачи пластов.

Кроме того, данный реагент в смеси с пластификаторами применяется в качестве ускорителя набора прочности бетона. Тиосульфат натрия повышает степень гидратации цемента. Это свойство активно используется производителями химических добавок к бетону, производителями товарного бетона и изделий из него. Не вызывает сомнений, что его применение позволит достичь положительного эффекта и при обустройстве скважин.

Силикагели. Перечень отраслей промышленности, в которых используются силикагели, весьма обширен. Среди них — газопереработка, нефтехимия, металлургия и др.

Основная цель применения силикагеля на промышленных объектах — максимальное использование его уникальных свойств. Прежде всего это — способность развитой внутренней поверхности сорбента поглощать влагу и примеси из осушаемого потока газа, механическая прочность, способность к многократной регенерации.

Всем этим требованиям в полной мере отвечают силикагели марок КСМГ, КСКГ (ГОСТ 3956-76), индикаторный (ГОСТ 8984-75) производства ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова».

Коротко о предприятии

ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова» — старейшее предприятие химической промышленности России. В прошлом году отметило свой 145-летний юбилей. Традиционно предприятие специализируется на производстве чистых химических веществ.

Стратегическими партнерами и основными акционерами завода являются ОАО «ТАИФ» и ОАО «Нижнекамскнефтехим».

Товарная продукция завода применяется практически во всех отраслях национальной экономики РФ, стран ближнего и дальнего зарубежья. Доля экспорта в объеме реализованной продукции составляет 10%.

На предприятии внедрена интегрированная система менеджмента на основе стандартов ИСО 9001, ИСО 14001, OHSAS 18001.



ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова»
423650, Россия, РТ, г. Менделеевск,
ул. Пионерская, д. 2.
Т./ф.: +7 (85549) 2-76-60, 2-76-62 – отдел продаж; 2-76-68 – отдел маркетинга.
E-mail: market@karpovchem.ru
buro@karpovchem.ru
www.karpovchem.ru





Полиуретаны и силиконы

(силиконы)

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году. Является ведущим предприятием по производству силиконовых и уретановых эластомеров.

Номенклатура продукции:

1. Полиуретаны

- форполимеры (преполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору от 35 до 95 А, по Шору – 55,60 D.
- форполимеры (преполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердостью по Шору 70,75,80D.
- форполимеры (преполимеры) на основе капролактона для производства эластомеров. Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А 60, 75, 90.
- защитные полиуретановые покрытия (АИП)
- универсальное связующее для резиновой крошки
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения для изготовления эластомеров
- радиационно-термо-морозо-агрессивостойкие фторуретаны для производства эластомеров

2. Силоксаны (силиконы)

- силиконовые композиции (силиконовые) композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей

3. Отвердители

Номенклатура продукции разработана с учетом всех возможных требований. Вместе с тем, мы готовы разработать новые продукты в соответствии с техническими требованиями заказчика.

ООО «СУРЭЛ»

190020, Россия г. Санкт-Петербург

Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н

т.: (812) 786-50-39, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94

ф.: +7 (812) 786-50-39, 252-76-76, 327-91-76

e-mail: surel@sp.ru

СИБСТРОНГ

Горелки мазутные. Сделано в Новосибирске

Всегда к услугам заказчика консультации
технических специалистов Сервисного центра!

- **ГОРЕЛКИ МАЗУТНЫЕ**
(М100, М40, сырая нефть, газоконденсат) от 50 до 5000 кВт
- **ГОРЕЛКИ ДИЗЕЛЬНЫЕ** от 50 до 5000 кВт
- **ГОРЕЛКИ КОМПРЕССОРНЫЕ**
(отработанные автомасла) от 20 до 250 кВт
- **ГОРЕЛКИ КОРОТКОФАКЕЛЬНЫЕ**
(для котлов серии Е 1-0,9, Е 2,5-0,9)
- **ЕМКОСТИ ТОПЛИВНЫЕ** от 1,0 до 5,0 м³

Более подробная информация
на нашем сайте www.sibstrong.com

Адрес: 630039, Россия, г. Новосибирск,
ул. Автогенная, д. 144, оф. 3, 4
Телефон: +7 (383) 344-98-76, 267-35-59, 291-14-56
E-mail: info@sibstrong.com
www.sibstrong.com



Мягкие резервуары. Описание и применение

Р.В. Кургин
технический директор¹

ООО «ТК Нефтетанк», Москва, Россия

В статье описывается применение нефтетанков для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений. Нефтетанк это мягкий резервуар для длительного хранения любых нефтепродуктов.

Материалы и методы

Эксклюзивный полимерный материал, патенты № 2424967, № 99459

Ключевые слова

мягкий резервуар, резервуары для нефтепродуктов, эластичный резервуар, полимерный резервуар, гибкий резервуар, резиноканевый резервуар, резервуар для дизельного топлива, резервуар для хранения нефти и нефтепродуктов, резервуар, нефтетанк

Мягкий резервуар это резервуар, изготовленный из специального полимерного материала. В наполненном состоянии он напоминает по форме подушку (на английском его часто называют pillow tank т.е. «подушечный», в форме подушки). В порожнем состоянии занимает крайне мало места. Например, транспортные габариты мягкого резервуара, объемом 250000 литров не превышают 1,8 x 1,9 x 1 м. Вес также является конкурентным преимуществом мягкого резервуара — вес резервуара, объемом 250000 литров составляет порядка 500 кг. Для примера, металлический стальной резервуар типа PBC такого же объема, весит порядка 13–14 тонн. Т.е. нефтехранилище, объемом 2000 м³ на основе мягких резервуаров, объемом 250 м³ составит чуть более 4 тонн, в то время как вес стального аналога порядка 58 тонн.

Однако, вес не является единственным преимуществом мягких резервуаров. Простота и скорость монтажа также большой плюс в сравнении с другими видами резервуаров. Для установки и подключения мягкого резервуара достаточно 6–8 человек и всего 10–15 минут времени. Специальное обучение для эксплуатации мягких резервуаров не требуется, достаточно ознакомиться с инструкцией по эксплуатации.

Отсутствие необходимости возводить бетонный фундамент, сейсмоустойчивость, прочность — все это делает мягкий

резервуар незаменимым при обустройстве месторождений, ремонте трубопровода, обеспечении питьевой водой, организации пожарного запаса воды.

Мягкие резервуары подразделяются по размерам и по виду жидкостей, для хранения которых они предназначены. Основными жидкостями являются нефть и нефтепродукты (мягкие резервуары для нефтепродуктов), питьевая и техническая вода (мягкие резервуары для воды), удобрения (мягкие резервуары для удобрений). Также известны мягкие резервуары — газгольдеры (от английского gasholder) для хранения различных газов. Размеры могут варьироваться от 25 до 500000 литров. В модификации мягких резервуаров входят плавающий (мягкий резервуар, способный держаться на воде), транспортный (мягкий резервуар, который может быть специальным образом закреплен в кузове автомобиля). Есть также мягкий резервуар — флекситанк (flexitank) применяемый для перевозке жидкостей в контейнерах.

Остановимся отдельно на каждой из областей применения мягких резервуаров.

Создание склада горючего (запаса топлива) на основе мягких резервуаров это отличное решение, когда требуется оперативно организовать прием большого количества топлива в труднодоступном месте, без предварительной подготовки. Как уже говорилось выше, для мягкого резервуара



127282, г. Москва, Чермянский пр-д., д. 7, стр. 1
Тел.: +7 (495) 504-12-48, +7 (495) 926-16-89
www.neftetank.ru

ГК «Нефтетанк» является ведущим российским производителем и поставщиком мягких резервуаров и широко спектра дополнительного оборудования, для нужд российских и зарубежных компаний ТЭК и нефтегазовой отрасли.

«Нефтетанк» — инновационный, экологически безопасный продукт, изготовленный из новейших полимерных материалов. В нефтетанках можно перевозить и долгосрочно хранить:

- нефтепродукты и все виды ГСМ
- трансформаторное масло
- кислоты и удобрения
- техническую и питьевую воду
- и многое другое



КОМПАКТНОСТЬ



ДОСТАВКА
В ТРУДНОДОСТУПНЫЕ
МЕСТА



ДЛИТЕЛЬНЫЙ СРОК
СЛУЖБЫ



БЫСТРЫЙ МОНТАЖ



МНОГОРАЗОВОЕ
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ



не требуется фундамента, достаточно просто ровной площадки. Мягкий резервуар сейсмоустойчив. Для раскладывания резервуара и полной подготовки его к приему топлива, требуется 15–20 минут, включая подключение рукавов. Полевой склад горючего на основе мягких резервуаров может быть смонтирован «под ключ», включая все необходимое оборудование — рукава, счетчики, насосы, противофильтрационные пологи или бермы всего за несколько дней.

При плановом ремонте трубопроводов (нефтепроводов) требуются резервуары для слива остатка жидкости при перекрытии трубы. Остатки могут быть значительными, 20 и более кубов. В этом случае простой и удобный в эксплуатации мягкий резервуар сильно облегчит задачу. Во-первых, вес мягкого резервуара объемом 25000 литров, составляет менее 100 кг и он легко помещается даже в легковой автомобиль. Во-вторых, не требует фундамента. Может быть установлен непосредственно в кузове автомобиля (транспортная модификация мягкого резервуара). После использования, мягкий резервуар просто сворачивается и перевозится к следующему объекту.

Мягкий резервуар для трансформаторного масла незаменим при обслуживании масляных трансформаторов. При техническом обслуживании трансформаторов, горячее трансформаторное масло временно сливается в мягкий резервуар и после завершения обслуживания заливается обратно.

Вопрос хранения питьевой воды часто встает в труднодоступных районах или при обустройстве нового объекта. Мягкие резервуары для питьевой воды могут быть поставлены в кратчайшие сроки. В отличие от металлических резервуаров для питьевой воды, не требуют фундамента, оперативно раскладываются. Существует обогреваемые резервуары — мягкие резервуары с подогревом, способные поддерживать положительную температуру даже при отрицательной внешней температуре.

Мягкий пожарный резервуар, это

возможность создать запас воды там, где обустройство металлических резервуаров не представляется возможным. Любой объект может быть оборудован пожарным запасом воды в кратчайшие сроки.

Плавающая модификация мягких резервуаров представляет собой резервуар, способный удерживать на воде достаточно большое количество нефтепродуктов (например, при ликвидации аварийных разливов нефти — ЛАРН).

Транспортная модификация мягких резервуаров представляет собой мягкий резервуар, специальным образом закрепленный в кузове автомобиля. Установка такого мягкого резервуара в кузов автомобиля, позволяет перевозить наливные грузы практически в любой машине.

Мягкий резервуар — газгольдер (gasholder) разработан специально для хранения газов. Например, при т.н. «дыхании» нефтебаз (испарения паров нефтепродуктов), мягкий резервуар способен практически полностью исключить потери топлива.

Хотя мягкий резервуар и являются новейшим изобретением, но начали их применять в начале прошлого века.

Еще в 50-х годах прошлого века, по заказу Министерства Обороны СССР были разработаны и приняты на вооружение резинотканевые резервуары серии МР. Они отлично зарекомендовали себя по сравнению с металлическими резервуарами, поскольку не требовали фундамента, были относительно мобильными и сравнительно неплохо переносили морозы. Служившие в Афганистане наверняка вспомнят резинотканевые резервуары МР-25, которые использовались для хранения авиационного керосина и бензина. Серийный выпуск этих резервуаров производился до конца 80-х годов прошлого столетия, после чего практически полностью прекратился. Несомненно, что для своего времени, это был настоящий прорыв в технологиях производства резервуаров. Однако, при всех своих преимуществах, резинотканевые резервуары имели ряд недостатков,

например, ограничение на использование при минусовых температурах, ниже -25°C. Современные мягкие резервуары разработаны для эксплуатации при температурных режимах от -40 до +60°C (отдельные виды мягких резервуаров выдерживают температуру до -60°C). Вес резинотканевых резервуаров также превышал вес мягких резервуаров, сопоставимых объемов, примерно в 3–4 раза.

Все мягкие резервуары изготавливаются по типовым размерам (например, самый распространенный размер мягкого резервуара, который признан оптимальным для полевых складов горючего, это 250 м³), однако могут быть изготовлены и по индивидуальным запросам Заказчика, исходя из необходимых ему размеров.

Каждый резервуар снабжается одним сливно-наливным и одним дыхательным патрубком, хотя количество и размеры отводов могут варьироваться, в зависимости от нужд Заказчика.

Преимущества работы с мягкими резервуарами в России оценили такие компании как Министерство обороны (МО), Министерство по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС) «Газпром-нефть», «Газпром-бурение», «Газпром-снабжение», «Лукойл», «Роснефть», «Транснефть», группа компаний «Энергия» и др.

Итоги

Отличительной особенностью нефтетанков является их вес и скорость монтажа.

Выводы

Склад горючего может быть отгружен и смонтирован «под ключ» за несколько дней.

Список используемой литературы

1. Магула В.Э. и др. Судовые мягкие емкости. Л.: Судостроение, 1979.
2. Михеев Ю.М. Резинотканевые резервуары. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1977.

ENGLISH

STORAGE

Collapsible tanks. Description and application

UDC 621.64

Author:

Roman V. Kurgin — technical director¹

Neftetank TH LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article describes application of neftetanks for improvement of the efficiency of oil and gas development. Neftetank is a reservoir for long-term storage of all petroleum products.

Materials and methods

Exclusive polymer material, patents No 2424967, № 99459

Results

Collapsible tanks distinguishing feature are their weight and speed of installation.

Conclusions

Petrol storage can be shipped and installed "turnkey" for a few days.

Keywords

neftetank, flexible tank, collapsible tank, pillow tank, flexitank, flexi-tank, petrol storage, fuel storage, reservoir, fuel reservoir

References

1. Magula V.E. and others. *Sudovye myagkie emkosti* [Marine soft tanks]. Leningrad: Sudostroenie. 1979.
2. Mikheev Yu.M. *Rezinotkanevye rezervuary* [Rubberized tanks]. Moscow: TsNIITЭнефтехим. 1977.

ОАО «Зеленодольский завод имени А. М. Горького»

Открытое акционерное общество «Зеленодольский завод имени А.М. Горького», являющееся одним из ведущих предприятий России, в 2013 году отметило 118-летие своей промышленной деятельности. За всю историю существования предприятие зарекомендовало себя как надежный деловой партнер. Расположение в центре России, на Волге, позволяет заводу производить поставку кораблей и судов в любые регионы бассейнов Черного, Каспийского, Балтийского, Северного морей по внутренним водным путям.



Е.А. Карева
ведущий инженер по тепловодоснабжению¹

А.А. Антонов
инженер¹

И.И. Хайров
ведущий инженер технолог - руководитель
бюро проработки технологии
машиностроения ОГТм¹

С.А. Сафиуллина
инженер-технолог¹

М.А. Зеленин
начальник бюро технологической подготовки
производства (БТПП)¹

А.В. Ефимов
начальник технологического бюро ОГМет¹

Г.Ф. Гирфанова
ведущий инженер-конструктор¹

¹ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького», г. Зеленодольский, Россия



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

Производственно-техническая база ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» состоит из комплекса цехов, охватывающих все виды современного судостроительного производства, позволяющих строить разнотипные корабли и суда малого и среднего класса. Постройка судов ведется прогрессивным блочным методом на закрытых стапельных местах, оборудованных мощным крановым оборудованием, спусковой наливной док-камерой с системой размораживания акватории в зимнее время. Это позволяет выполнять в любое время года независимо от погодных условий постройку, спуск судов при высокой степени технической готовности и производить швартовные испытания. На предприятии внедрены прогрессивные организационно-технические принципы поточно-позиционной постройки судов, начиная от запуска металла в производство и заканчивая сдачей построенного судна.

В настоящее время ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» реализует масштабную программу модернизации и технического перевооружения предприятия. При участии фирм «IMG Group» и «FAT» (Германия), согласно разработанных технологических проектов, судостроительный и корпусозаготовительный цеха завода модернизированы машинами плазменной резки «OmniMat L5000» (производство MESSER Cutting Systems, Германия), станком гидроабразивной резки с самой крупной в РФ рабочей зоной резки, линиями очистки металла и резки профилей, а также прессами для гибки листов и профилей. В части обновления литейного производства заводом введено в эксплуатацию оборудование для изготовления литейных

форм с применением холодно-твердеющих смесей.

Завод имеет развитое машиностроительное производство, располагающее литейным, кузнечным, термическим, гальваническим, сварочным и механообработывающим цехами. Это позволяет предприятию самостоятельно производить широкую номенклатуру изделий судового машиностроения, широкий спектр оборудования для нефтегазодобывающей отрасли. Цех титанового литья ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» является одним из крупнейших в мире по производству фасонных титановых отливок для важнейших отраслей промышленности: судостроительной, авиационной, аэрокосмической, нефтегазодобывающей (в том числе для разработки месторождений на морских шельфах).

Завод обладает опытным и квалифицированным персоналом для обеспечения строительства речных, морских судов, сложнейших видов кораблей для ВМФ не только для внутреннего рынка России, но и для поставок их на экспорт.

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» — это предприятие, обладающее рядом неоспоримых преимуществ для долгосрочных деловых отношений:

- отработанная технология производства;
- постоянная модернизация основных фондов предприятия;
- современные средства контроля и система качества;
- высококвалифицированный персонал;
- устойчивые связи с контрагентскими организациями;
- значительный опыт работы с зарубежными организациями.



КАРЕВА

Екатерина Александровна

Карева Екатерина Александровна работает в отделе главного энергетика с 2009 года в должности инженера-теплотехника 2 категории. В июле 2014 года за достижения в работе переведена на должность ведущего инженера по тепловодоснабжению.



До 2009 года на заводе в качестве основного теплоносителя в системах горячего водоснабжения и в технологическом процессе применялся пар, вырабатываемый в паровой котельной с установленным в ней паровым котлом ДКВР-20 (рис. 1). В рамках выполнения Федеральной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности была разработана заводская программа, основным разделом которой являлся перевод с парового теплоносителя на горячую воду с применением энергоэффективного оборудования, что позволило бы снизить потребление природного газа ориентировочно на 2,5 млн м³ или на 8,5 млн рублей в год при затратах 30 млн рублей.

В процессе разработки программы Карева Е.А. разработала мероприятия и затем вела постоянный контроль и управление за их внедрением:

1. Приобретен и смонтирован водогрейный котел Buderus Logano S825L (рис. 2) тепловой мощностью 11,2 МВт/час, что позволило отказаться от эксплуатации в летний период водогрейного котла ПТВМ-30М тепловой мощностью 30 МВт/час. За четыре месяца экономический эффект в натуральном выражении составляет в год — 36096 МВт/час. Стоимость мероприятия — 16,4 млн рублей;

2. Приобретены и установлены электропарогенераторы ЭПГ-250 (рис. 3) в целях поддержания необходимой для технологического процесса температуры. Обеспечивает экономию за счет повторного использования конденсата в виде горячей воды: экономия расхода воды до 95%, нет необходимости в ее повторном нагреве и соответственно энергозатрат — экономия электроэнергии до 20%;

3. Разработала мероприятие по реконструкции тепловых сетей (рис. 4) с созданием двухконтурной системы с комплексной автоматизацией тепловых пунктов. Планируется в первую очередь реконструировать магистральные теплотрассы, во — вторую очередь провести реконструкцию 36 тепловых пунктов. В третью очередь планируется установить во всех тепловых пунктах комплексную автоматику регулирования теплопотребления и его учета, которая будет выполнять следующие функции:

- управление группой циркуляционных насосов отопления;
- регулирование температуры теплоносителя к потребителям с компенсацией температуры окружающей среды;
- переход на работу следующего по статусу насоса при неисправностях основного насоса;

- поддержание заданного значения температуры отопительной воды на выходе теплообменника отопления;
- ограничение суммарного расхода теплоносителя;
- измерение мгновенного и суммарного расхода (количества) теплоносителя.

При внедрении данного проекта со стоимостью всего оборудования и работ ориентировочно на сумму 38 млн рублей, позволит снизить потребление природного газа (за отопительный сезон) на 20—25% или 1 500 тыс.м³ за отопительный сезон, по прогнозной оценке в 2014 году в денежном эквиваленте составит сумму 10,8 млн рублей. Срок окупаемости не более 3 лет.

4. Внедрила в цехах завода водяные теплообменники «Ридан» (рис. 5) для отопления административно-бытовых помещений в связи с уходом от паровой котельной.

Пластинчатые теплообменники компании «Ридан» обладают следующими преимуществами:

- экономичность и простота обслуживания;
- низкая загрязняемость поверхности теплообмена;
- срок работы теплообменных пластин — 20—25 лет;
- стоимость монтажа пластинчатого теплообменника на порядок ниже;
- индивидуальный расчет каждого пластинчатого теплообменника по оригинальной программе завода-изготовителя позволяет подобрать его конфигурацию в соответствии с гидравлическим и температурными режимами по обоим контурам;
- при аналогичных параметрах пластинчатые теплообменники в 3—6 раз меньше по габаритам.

Экономический эффект от реализации проекта составляет около 2,5 млн рублей при затратах 1,2 млн рублей и достигается за счет экономии: капиталовложений, эксплуатационных издержек, массогабаритных характеристик.



Рис. 1 — Паровой котел ДКВР-20 в 2009 году



Рис. 3 — Парогенераторы ЭПГ-250



Рис. 2 — Водогрейный котел Buderus



Рис. 4 — Тепловые сети



Рис. 5 — Теплообменники компании «Ридан»



АНТОНОВ Антон Александрович

Антонов Антон Александрович работает в бюро ремонта программного оборудования ОГМех с 2004 г. Руководит процессом ремонта и технического обслуживания станков с числовым программным оборудованием и промышленной электроники. Разрабатывает планы, методы по их модернизации путем применения нового современного электрооборудования взамен морально устаревшего и физически изношенного такого как: цифровые системы индикации, электроприводы/преобразователи частоты, устройства числового программного управления.

В процессе трудовой деятельности успешно выполнены и выполняются следующие работы:

- самостоятельно разрабатывает и воплощает проекты модернизации технологического оборудования;
- успешно решает проблемы импортозамещения электронных комплектующих;
- выполняет пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию технологических линий с дальнейшей разработкой методов его обслуживания и ремонта;
- проводит анализ выхода из строя оборудования станков с промышленной электроникой.

За время его работы, Антоновым А.А. восстановлено и модернизировано значительное количество необходимого производству технологического оборудования в цехах завода. Среди них уникальное и технологически значимое оборудование:

1. Универсально-фрезерный станок модели КУ-350 (рис. 6). До модернизации механическая часть станка была сильно изношена, а система с ЧПУ морально и физически устарела. Было принято заменить электрооборудование станка с установкой новейшего цифрового электрооборудования (УЧПУ NC-110, с цифровым управлением сервоприводов подачи) и выполнить капитальный ремонт.

После модернизации станок

получил новые улучшенные характеристики и возможности:

- динамические характеристики (разгонторможение исполнительных элементов);
 - надежную работу электроники, электроавтоматики, их ремонтпригодность;
 - возможность ввода управляющих программ с флеш носителей;
 - точность качество обработки деталей сложной формы.
2. Вертикально фрезерный станок с ЧПУ модели 6M13CH2 участвующий в производстве нефтегазового оборудования до модернизации имел следующие дефекты:
- отсутствовали двигатели на координатах;
 - отсутствовала шарико-винтовая пара на координате Z;
 - морально и физически устарела система ЧПУ (загрузка программы через перфоленту);
 - механическая часть станка находится в удовлетворительном состоянии из-за длительного простоя станка.

После модернизации станок получил новые улучшенные характеристики и возможности:

- динамические характеристики (разгонторможение исполнительных элементов);
- надежную работу электроники, электроавтоматики их ремонтпригодность;

- возможность внедрения многостаночной системы на участке;
- возможность ввода управляющих программ с флеш носителей.

3. Длительное время (более 15 лет) простаивает вертикально-фрезерный станок модели ФП-17 МН5 (рис. 7), 1982 года выпуска по следующим причинам:

- разукomплектовано электрооборудование станка;
- разукomплектована, морально и физически устарела система с ЧПУ.

После модернизации станок получил новые улучшенные характеристики и возможности:

- динамические характеристики (разгонторможение исполнительных элементов);
- надежную работу электроники, электроавтоматики, их ремонтпригодность;
- возможность внедрения многостаночной системы на участке;
- возможность ввода управляющих программ с флеш носителей;
- ручное управление перемещениями инструмента по осям координат.

Кроме всего перечисленного было модернизировано следующее оборудование:

- токарно-винторезные станки с ЧПУ модели 16A20Ф3;
- горизонтально фрезерные станки с ЧПУ модели 2622ВФ1;
- токарно-карусельные станки с ЧПУ модели 1516Ф3, SK27-Titan;
- машины плазменной резки «Кристалл».

Суммарный экономический эффект достигнутый благодаря проведению модернизации существующего оборудования за год составляет — 67,6 млн руб., в том числе:

- увеличение товарного выпуска цехов за счет увеличения производительности оборудования — 59,5 млн рублей;
- экономия электроэнергии в кВт/год 1940 тыс. кВт, в денежном выражении — 6,1 млн рублей;
- снижение времени и материалов на тех. обслуживание — 2 млн руб.



Рис. 6 — Универсально-фрезерный станок модели КУ-350



Рис. 7 — Вертикально-фрезерный станок модели ФП-17 МН5

ХАЙРОВ Ильнар Ильдарович

Хайров Ильнар Ильдарович, ведущий инженер технолог — руководитель бюро проработки технологии машиностроения ОГТМ работает на заводе им. А.М.Горького с 1997 года.



С 2005 г. работает в бюро проработки технологии машиностроения ОГТМ, где им разработана и внедрена технологическая документация для производства изделий судового машиностроения (шпилей, кронштейнов гребных валов, мортир, ахтерштевней, гребных винтов и лопастей, гребных валов, водомётных движителей, деталей рулевых устройств, арматуры ДБА) и изделий для нефтегазовой отрасли (арматуры фонтанной, обвязок колонных, узлов обвязок, задвижек, коробок гидравлических, редукторов РЦТ).

За многочисленные заслуги и рационализаторские предложения был неоднократно отмечен почётными грамотами, благодарственным письмом «Ак Барс Холдинга», а также:

- за добросовестный труд и за значительный вклад занесен в 2013 году на заводскую «Доску Почета»;
- за значительный вклад изобретательства и рационализации 21 февраля 2014 года награждён благодарственным письмом ОИР РТ и нагрудным знаком отличник изобретательства и рационализации.

В числе заслуг Ильнара есть рационализаторское предложение, принесшее предприятию экономию в 2 млн рублей, которое состояло в совершенствовании конструкции

изделия «Рудерпис» (рис. 8).

Ведущим инженером-технологом было предложена инициативная идея совершенствования конструкции изделия «Рудерпис» в сборном варианте. В результате проявленной инициативности и руководствуясь знаниями своей специальности, были приложены все усилия для согласования с проектантом сборного варианта. Воплощенная в жизнь идея совершенствования конструкции изделия «Рудерпис» позволила сократить сроки изготовления заказа, принесла существенную экономию.

Другим немаловажными и инновационными изделиями освоенными предприятием являются «Водомётные движители» разработанные проектной организацией «Агат Дизайн бюро». На сегодняшний день отлаженная технология и конструкция позволяет совместно с проектантом увеличивать номенклатуру изготавливаемых движителей, одним из которых является ВД-575. Данный водомётный движитель это пример самых лучших технических решений серии ВД-525 воплощенных, Хайровым И.И. в должности инженера-технолога 2 категории. Благодаря не стандартному подходу и инженерной мысли были изготовлены водомётные движители (рис. 9).

В производственных условиях разработал и внедрил следующие технологические разработки:

1. Для поставки ОАО «Газпром» оборудования (задвигек, узлов обвязок, устьевое оборудования, арматур фонтанных) повышена технологичность конструкции изделий и разработаны технологические процессы (ТП). Принимал непосредственное участие при проектировании оснастки — уникальные дорогостоящие стенды обеспечивающие соответствие выпускаемой продукции требованиям НД, РКД и ПБ;
2. Для поставки арматуры (КОП) для «Приразломной» повышена технологичность изготовления изделий и разработана технологическая документация, оснастка обеспечивающая соответствие выпускаемой продукции требованиям НД, РКД и ПБ;
3. Для изделий судового насыщения, ДБА, шпилей, кронштейнов гребных валов, мортир, ахтерштевней, гребных винтов и лопастей, гребных валов, водомётных движителей, деталей рулевых повышена технологичность конструкций, разработаны оснастка и стенды, обеспечивающие соответствие выпускаемой продукции требованиям НД, РКД.

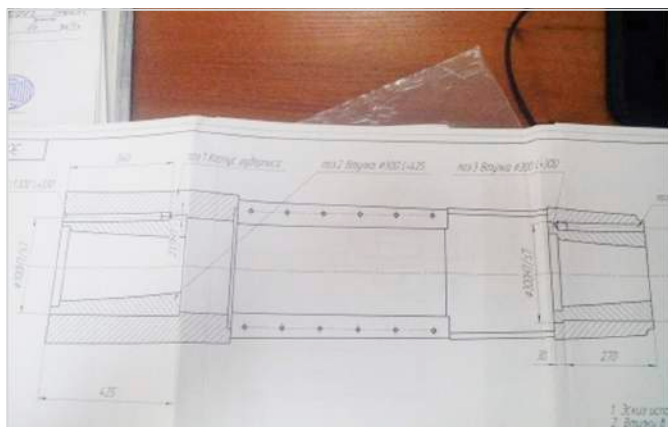


Рис. 8 — Рудерпис



Рис. 9 — Водомётный движитель ВД-575



САФИУЛЛИНА Светлана Альбертовна

Сафиуллина Светлана Альбертовна в 1991 году закончила НГТУ им. Алексеева по специальности «Литейное производство черных и цветных металлов». После окончания ВУЗа поступила на работу в сталелитейный цех № 1 в технологическое бюро в качестве инженера-технолога. За время работы на занимающей должности проявила себя грамотным, квалифицированным специалистом.

В процессе работы выполнила следующие разработки:

1. По изготовлению отливок сложной конструкции типа — кронштейна гребного вала, кронштейна рудерпоста, мортир, различных типов якорей для судостроительной промышленности;
2. По изготовлению отливок типа корпусов, крышек, клапанов, задвижек, фонтанной арматуры и других деталей для нефтегазовой отрасли;
3. По изготовлению отливок типа: клапанов-тройников, паровых коробок, обойм и ободов для энергомашиностроения (АЭС, ГЭС, ТЭЦ);
4. Проводит анализ технологии изготовления и своевременно корректирует с учетом изменений и для повышения качества продукции. Решает вопросы при механической обработке, гидроиспытаниях отливок;
5. По выплавки стали 12Х18Н9ТЛ методом переплава в электродуговых печах с использованием деклассированных отходов стали;
6. Проводит опытные работы по оптимизации состава формовочных и стражневых смесей;
7. Литейно-модельного указания на отливки для перевода их на линии ХТС (холодно-твердеющие смеси);
8. По техпереворужению сталелитейного цеха № 1;
9. Стальных отливок работающих под высоким давлением (35 МПа);
10. Карта технологического процесса производства отливок с использованием холодно-твердеющих смесей по Alpha-set (альфа-сет) процессу;
11. Рационализаторского предложения с экономическим эффектом около 1 млн рублей;
12. Рационального варианта литниково-питающей системы и прибылей при изготовлении стальных отливок из углеродистых и высоколегированных сталей;
13. Диффузионного раскисления стали 30ГСЛ с использованием отходов ферротитана (ФТи70 и ФТи30);
14. В сталелитейном цехе по снижению материалоемкости при производстве отливок с применением экзотермических прибылей;
15. Исследования микроструктуры и неметаллических включений холодностойкой стали 20ГЛ. В результате установлены оптимальные режимы выплавки и т/о указанной стали;
16. Под ее руководством освоены уникальные варианты технологии изготовления форм и стержней при производстве отливок сложной конструкции (6 группа сложности);
17. Изготовления отливок типа «гидравлическая коробка». При этом обеспечены высокая герметичность и плотность изделия;
18. Под ее руководством произведены пуско-наладочные работы лабораторного оборудования для испытания физико-механических свойств смесей из ХТС;
19. Изготовления отливок деталей ахтерштевня с синхронной заливкой из 2-х сталеразливочных ковшей.

Разработанная ею технология обеспечивает выполнение производственной программы сталелитейного цеха в установленные сроки. Является соавтором публикаций межвузовских сборников НГТУ им. Алексеева.



Рис. 9 — Модель стоек ЗМШ



Рис. 10 — Отливка



Рис. 11 — Отливка крышки

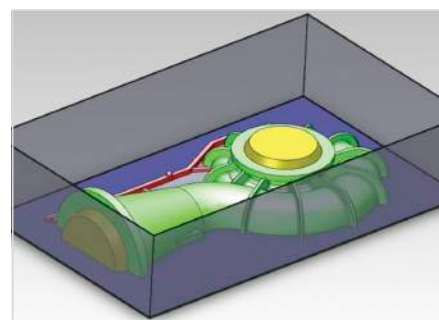


Рис. 12 — 3D модель низа отливки корпуса улитки

ЗЕЛЕНИН Михаил Александрович

Зеленин Михаил Александрович, 1987 года рождения, образование высшее, в 2012 году окончил «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева» по специальности МитЛП (машины и технология литейного производства) факультета ФМВТ. После окончания ВУЗа, был приглашен на работу на ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» в цех титанового литья № 16 на должность ведущего инженера-технолога. После года работы был переведён на должность начальника бюро технологической подготовки производства (БТПП).



После окончания ВУЗа, был приглашен на работу на ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» в цех титанового литья № 16 на должность ведущего инженера-технолога. После года работы был переведён на должность начальника бюро технологической подготовки производства (БТПП).

За время работы в занимаемой должности проявил себя грамотным, квалифицированным специалистом и исполнительным работником. Все порученные ему мероприятия выполняет качественно в установленные сроки.

Основные деловые качества: ответственность, трудолюбие, исполнительность, техническая грамотность.

В 2014 году прошёл обучение на форуме молодых рационализаторов и изобретателей Республики Татарстан по теме: «Рационализаторская, изобретательская и патентно-лицензионная работа на предприятиях и в организациях» по окончании, которого был выдан соответствующий сертификат.

В процессе работы Зеленин М.А. разработал литейную технологию изготовления сложной титановой отливки «Колпак» (рис. 13), черновая масса которого составляет 1345 кг (сплав ТЛ5), используемого для военной промышленности; литейную технологию изготовления сложной титановой отливки «Корпус захлопки», черновая масса которого составляет 564 кг (сплав ТЛ5), используемого в гражданском судостроении. Разработанные литейные технологии по данным

отливкам были проверены и проанализированы в компьютерной программе по моделированию литейных процессов «SolidCast». После чего было сделано заключение о возможности использования данных литейных технологий непосредственно в производстве.

В дополнении к выше перечисленному, разработал ряд литейных технологий, на производство титановых отливок (корпуса, тройники, улитки, колёса, крышки, и т.д) идущие как на внутренний, так на внешний рынок. Также Михаил освоил и внедрил в цехе титанового литья компьютерную программу по моделированию литейных процессов «SolidCast» и программу «SolidWorks».

В процессе работы осуществляет проверку разработанных и вновь разрабатываемых литейных технологий на возможность образования литейных дефектов в отливках, и способы их устранения с использованием компьютерной программы по моделированию литейных процессов «SolidCast» с целью дальнейшего анализа и внесения корректировки в литейную технологию. В результате проверки и анализа разработанных литейных технологий, построив 3D-модели отливок с литниково-питающей системой в программе «SolidCast», были введены технологические корректировки в литейных технологиях корпусов (фирма «Mokveld» Нидерланды) и корпусов (фирма «Schuf» Германия). В данных технологиях были изменены (уменьшены) прибыля и место их расположения.

Инженер Зеленин М.А. разработал на

ряд оборудования краткие технологические инструкции по безопасной эксплуатации цехового оборудования. Осуществил контроль и курирование вопросов по литью военных заказов по кокильной оснастке, а также контроль над качеством запусковых в производство сырья, материалов, полуфабрикатов, за правильным определением норм расхода материалов.

Ежемесячно Михаил проводит анализ, опытные работы и контроль по оптимизации состава формовочных смесей и разрабатывает мероприятия по повышению качества литья отливок из титановых сплавов.

В его заслугах балансовый расчёт металлозавалки при производстве титановых отливок, которые обеспечивают оптимальный расход шихтовых материалов. Является уполномоченным и активно участвует в рационализаторской деятельности цеха. Подал 6 рационализаторских предложений с экономическим эффектом на общую сумму ≈ 250 тыс. рублей. Из них было подано четыре предложения по экономии формовочной смеси на сумму ≈ 100 тыс. рублей и два предложения по доработке литейной технологии, с целью экономии металла при изготовлении отливки на сумму ≈ 150 тыс. рублей.



Рис. 13 Титановая отливка «Колпак»



Рис. 14 Отливка винта титанового



Рис. 15 — Отливка корпуса-улитки



ЕФИМОВ Алексей Викторович

Ефимов Алексей Викторович, 1974 года рождения, работает в отделе главного металлурга с 1998 года. С 2002 года и по сегодняшний день работает начальником технологического бюро ОГМет, осуществляя подготовку литейного производства изготовление отливок из титановых, стальных и цветных сплавов. В 2012 г. награжден дипломом Межгосударственной ассоциации «Титан».

За свою трудовую деятельность имеет следующие достижения и разработки в области литейного производства титановых отливок:

1. Разработал технологии изготовления уникальных сложных (6-я группа сложности по Прейскуранту 25-01) титановых отливок на внутренний рынок и экспорт (корпуса обратных клапанов 14", 16", 20", 24", 28", 30", 32" на магистралях проточной воды);
2. Принимал участие совместно с другими специалистами в разработке технологии и технологического процесса в изготовлении крупнейшей в мире 36" титановой отливки корпуса клапана для фирмы «Durigop» (Австралия) (рис. 16). Данная отливка заливалась на крупнейшей в мире плавильной печи «НЕВА-5» с черновым весом 2850 кг и заливочным весом по жидкому титану 4146 кг;
3. Разработал технологию кокильного литья для изготовления запорной и фонтанной арматуры работающей в сероводородной среде и среде попутного газа для ОАО «Газпрома» в титановом исполнении для задвижек ЗШТ Ду50, Ду80, Ду100 корпусов тройников и крышек. Это позволило снизить трудозатраты на операциях формовки, выбивки, сэкономить на формовочных материалах, а также исключить наличие твердого газонасыщенного слоя (альфа-слоя) на литых поверхностях и трудоемкую операцию его удаления вручную шлифмашинками;
4. Совместно с представителями ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей» г. С.-Петербург разработал:
 - составы противопопригарных красок на основе окиси иттрия и графита для снижения твердого газонасыщенного (альфирированного) слоя на титановых отливках. Получены положительные результаты. Снижение твердого слоя составило 50% от существующего и позволило добиться

высокой чистоты литой поверхности;

- технологический процесс и провел опытные работы по изготовлению отливки плиты размерами 400x400x60 мм из интерметаллидного сплава системы Ti-Al, обладающего уникальными физическими свойствами;
5. Разработал технологию изготовления титановых отливок из сплава BT5Л в металлический кокиль для электрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС;
 6. Совместно с другими специалистами освоил и внедрил в производство в условиях завода новый титановый сплав С-12 по американскому стандарту ASTM B367;
 7. В целях выхода на внешние рынки и обеспечения конкурентоспособности титанового литья переработал всю существующую технологическую документацию на изготовление титановых отливок на соответствие ее международным стандартам ASTM (американские национальные стандарты), EN (европейские стандарты), «NORSOK M 650» (норвежский стандарт для нефтегазодобывающей промышленности);
 8. Участвовал и готовил техническую документацию для аудита немецким органом по сертификации «TUV NORD CERT» производства титановых отливок, включая механическую обработку нашего завода на соответствие его системе менеджмента качества требованиям стандарта ISO 9001, и фасонного титанового литья и ферритных сталей на соответствие его Директиве 97/23/EG и AD2000-Merkblatt W0. Нашим предприятием получены и действуют сертификаты № 78 100 057840, № 07-202-1326-WZ-1045-11. Является внутренним аудитором СМК нашего предприятия;
 9. Осуществляет технологическое сопровождение изготовления крупных (массой свыше 1000 кг) титановых отливок лопастей направляющего аппарата и гребного

винта проектов ГРДК 204, ГРДК 205, ЛТПИ литьем в металлический кокиль для движительных комплексов подводного флота РФ;

10. Разработал технологию изготовления отливок контейнеров 2-х видов из сплава BT20Л для заказчика ОАО «ГосНИИмаш» (г. Дзержинск) в металлический кокиль для их серийного производства;
11. Разработал технологию изготовления отливок пилонов из сплава BT20Л для заказчиков ОАО НПО «Искра», и ОАО «Машиностроитель» г. Пермь в металлический кокиль для их серийного производства.



Рис. 16 — Отливка корпуса 30 дюймов

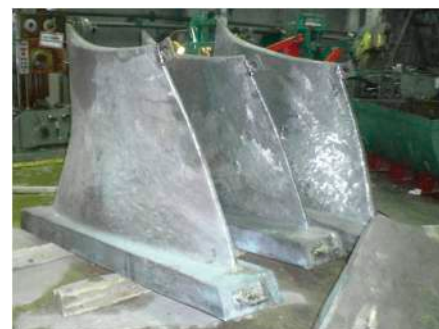


Рис. 17 — Отливки лопастей направляющего аппарата проекта ГРДК 204 полученные в кокиль

ГИРФАНОВА Гульнара Фаритовна

Гирфанова Гульнара Фаритовна, ведущий инженер-конструктор, работает на ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» с 2009 г. (5 лет). С отличием окончила Казанский Государственный Технический Университет им. А.Н. Туполева по специальности «Технология машиностроения» в 2009 г.



Гульнара Гирфанова разрабатывает рабочие чертежи устьевого оборудования нефтегазодобывающей отрасли, а также конструкции узлов и механизмов машиностроения, арматуры для судостроения, ТНП. В совершенстве владеет ПК, в частности программами SolidWorks, КОМПАС-3D, AutoCAD, UGS NX и др. В 2007 году выполнила научную работу на тему: «Моделирование трудоемкости операции фасонного точения». По результатам оптимизации выполнения этой операции удалось снизить трудоемкость точения штока амортизатора автомобиля ВАЗ на 43%. Работа была опубликована. В 2008 году получила диплом третьей степени городского конкурса «Лучший молодой специалист, пользователь системы Unigraphics».

В 2011 году получила диплом I степени в городском конкурсе «Я лучший конструктор города Зеленодольска». В 2012 году получила диплом победителя первого тура конкурса «Инженерное искусство молодых» в номинации «Машиностроение» всероссийского конкурса «Инженер года».

В 2012 году подано рационализаторское предложение «Изменение технологии изготовления конусного отверстия коробок гидравлических УНБ-600, а также обработки цилиндрических поверхностей изделий, изготавливаемых на заводе» с годовым экономическим эффектом 500 тыс. рублей. В 2013 году прошла обучение на форуме молодых рационализаторов и изобретателей Республики Татарстан по теме: «Рационализаторская, изобретательская и патентно-лицензионная работа на предприятиях и в организациях». В 2013 году стала победителем конкурса «Молодой рационализатор и изобретатель Республики Татарстан» в номинации «Судостроение (рационализация)».

В производственных условиях разработала и внедрила следующие конструкторские разработки:

1. Для поставки ОАО «Газпром» разработала оборудование, соответствующее

ГОСТ Р 51365-2009 (Оборудование нефтепромысловое добычное устьевое);

- оборудования устья скважины (обвязки колонные клиньевые типа ОКК) по 10 схемам на давление 14, 21 и 35 МПа, обеспечивающие подвеску и уплотнение подвешенных обсадных труб в трубодержателе;
 - фонтанное оборудование (арматура фонтанная типа АФ, предназначенное для контроля и управления работой скважины) по 9 схемам на давление 14, 21 и 35 МПа;
 - более 30 номенклатур задвижек шиберных типа ЗМС на диаметр прохода 65...100 мм и давления 14, 21 и 35 МПа коррозионно-стойкого исполнения К1 и климатического исполнения ХЛ1, предназначенных при добычи, переработке и транспортировании нефти, газа и газоконденсата в качестве запорного устройства;
 - дроссель регулируемый угловой ДРУ 100/60х14 К1 ХЛ1 для ограничения и регулирования потока среды под давлением.
2. Разработала изделия судовой арматуры для заводских заказов судостроения: 12 клапанов не возвратно-запорных, запорных бронзовых угловых и проходных на диаметр прохода 40...125 мм и давления 10 кг/см², клапаны обратные, фильтры, муфты зубчатые водометного движителя, клапан быстрозатворный штуцерный проходной с тросиковым приводом;
3. Участвовала в проектировании платформы для катамарана (6х12м);
4. Разработала более сотни единиц упаковки крупногабаритных и тяжеловесных деталей и узлов;
5. Принимала непосредственное участие в разработке чертежей титановых отливок для индийской компании «Mishra Dhatu Nigam Ltd»;

6. Участвовала в проектировании навесных площадок для обслуживания подвижного состава железной дороги.

Выполнила техническую проработку дизайн проекта Памятника ВОВ (1941–1945) к Дню победы 9 мая 2014 г в с. Нижние Вязовые.





Утепляющие пожаробезопасные влагозащитные чехлы (УПВЧ)



производства ООО НПО «Неотехнология» для приборов КИПиА, насосов, задвижек и прочего оборудования, решают проблемы, вызываемые различными неблагоприятными факторами воздействия внешней среды.

Чехлы обладают хорошей шумо- и теплоизоляцией, кратковременно выдерживают температуру открытого пламени свыше 1000 °С, в специальном исполнении защищают от наводок и помех.

Сертификат соответствия УПВЧ в области пожарной безопасности:
НСОПБ.RU.PR.059.H.00146 015832

Термочехлы для обогрева трубопроводов и импульсных линий производства ООО НПО «Неотехнология» позволяют оперативно организовать теплозащиту трубопроводов и импульсных линий без демонтажа и отсоединений. Могут использоваться совместно с греющим кабелем.

Обогреватели шкафов автоматики ОША-Р и ОУ-Р

производства ООО НПО «Неотехнология» предназначены для обогрева шкафов автоматики, управления, измерения и сигнализации, датчиков, а также других подобных электроустановок и средств измерений, эксплуатируемых в условиях пониженной температуры окружающего воздуха в различных отраслях промышленности, в том числе для применения во взрывоопасных производствах нефтяной и газовой промышленности.

Сертификат соответствия обогревателей ОША-Р и ОУ-Р в области пожарной безопасности: НСОПБ.RU.PR.059.H.00146 015833



Задвижки клиновые с выдвижным шпинделем

30лс41нж, 30лс64нж, 30лс15нж,
30с41нж, 30с64нж, 30с15нж,
30лс641нж, 30лс664нж, 30лс615нж,
30лс941нж, 30лс964нж, 30лс915нж,
30с641нж, 30с664нж, 30с615нж,
30с941нж, 30с964нж, 30с915нж.

Герметичность затвора
класс «А» (легированная сталь),
класс «В» (углеродистая сталь)
по ГОСТ 9544

Преимущества задвижек:

1. Малое гидравлическое сопротивление позволяет уменьшить усилие, необходимое для перемещения затвора, а также позволяет среде перемещаться с большой скоростью, к примеру, в магистральных трубопроводах;
2. Простота конструкции и малая строительная длина;
3. Возможность транспортировки среды в любом направлении;
4. Прямолинейность транспортировки рабочей среды, что позволяет использовать задвижки в средах с большой вязкостью.



Насосы и системы компании SULZER Pumps

Компания ООО НПО «Неотехнология» является официальным дистрибьютором продукции Sulzer Pumps. Мы предлагаем нашим заказчикам полный ряд насосов и систем Sulzer Pumps - бренда, который известен в настоящее время во всем мире благодаря высоким показателям качества и надежности выпускаемой продукции. Важным фактором успеха компании Sulzer Pumps является специализация в различных сегментах рынка. Для каждой отрасли промышленности проектируется и изготавливается оборудование с учетом индивидуальных требований заказчика. Благодаря такой специализации выработано глубокое понимание технологических процессов, в которых используются насосы, и это позволяет производить эффективное и надежное оборудование.



**НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ**

ООО НПО «Неотехнология»

Вся продукция поставляется с сохранением
гарантии изготовителя! Специалисты нашей
компании готовы ответить на ваши вопросы
по телефону: **8-800-555-4912**
по электронной почте: info@neotechnology.ru

Арматура нового поколения для газовых вагонов-цистерн

С.А. Сурков
технический директор¹

Д.Г. Терентьев
директор по маркетингу¹

ЗАО «Сплав-М», Великий Новгород, Россия

ЗАО «Сплав-М» предлагает арматуру, предотвращающую и снижающую последствия аварий с вагонами-цистернами для перевозки сжиженных углеводородных газов.

ЗАО «Сплав-М» специализируется на выпуске продукции для предприятий нефтяной, газовой и химической промышленности, энергетической отрасли: шаровые краны, клапаны сальниковые и сифонные, клапаны и затворы обратные, клапаны предохранительные.

Выдающихся успехов удалось добиться ЗАО «Сплав-М» в производстве запорной и предохранительной арматуры для газовых вагонов-цистерн. Около 10 лет назад был предложен конструктивно новый весь комплект арматуры: для контрольного клапана вместо сальникового был предложен сифонный, вместо сальникового клапана для слива и налива — шаровой кран, у предохранительного клапана был изменён затворный узел. И если сифонный контрольный клапан пока остаётся спорной альтернативой ввиду большей стоимости, то новый предохранительный клапан и шаровой кран слива и налива стали стандартом оснащения. Как следствие — конструктивные решения стали копироваться другими производителями. Целью создания новой арматуры было повышение её надёжности и снижение затрат на ремонт.

Сегодня ЗАО «Сплав-М» предлагает новую арматуру для снижения последствий аварийных ситуаций на железной дороге с газовыми вагонами-цистернами.

Аварии, с участием железнодорожных составов, перевозящих сжиженные углеводородные газы, угрожают большими масштабами по размерам и последствиям. Сход вагонов-цистерн с рельсов опасен выходом газа через повреждённые места и, как следствие, пожаром и взрывами, угрозой химического отравления газом и продуктами его горения. Возгорание и взрыв может увеличить масштаб аварии и причинить ещё больший ущерб. Для ликвидации аварий и их последствий приходится привлекать большое количество техники и людей, проводить эвакуационные мероприятия.

Подтверждением служит авария, произошедшая под Донецком 2 февраля 2014 года. По сведениям www.aif.ua из состава с 62 цистернами 21 сошла с рельсов, произошло возгорание и взрыв. В ликвидации возгорания

железнодорожных цистерн с пропан-бутаном были задействованы 314 человек личного состава, 20 единиц техники и 3 пожарных поезда. Ликвидация пожара продолжалась 11 часов по повышенному третьему номеру. Поднимать цистерны на рельсы пришлось двум аварийно-восстановительным поездам и аварийно-ремонтным бригадам в составе 100 человек.

Кроме аварий при транспортировке, аварийные ситуации возможны и на предприятиях, включая места погрузки и разгрузки цистерн с сжиженными углеводородными газами.

Также по сведениям www.aif.ua 12 февраля 2014 г. в районе эстакады слива-налива нефтепродуктов на Рязанском НПЗ, в результате схода с рельсов четырех цистерн, произошло возгорание нефтепродуктов. Пожару был присвоен повышенный номер сложности. Полностью ликвидировать возгорание удалось к полудню 13 февраля. Предварительный ущерб оценивается более чем в 9,5 млн. руб. В «Роснефти» заявили, что возгорание произошло в результате самопроизвольного движения железнодорожного состава и последующего отсоединения четырех цистерн, которые проломил ворота и столкнулись с эстакадой.

Снижение опасности аварийных ситуаций возможно путём оснащения вагонов-цистерн более совершенной трубопроводной арматурой.

Поэтому ОАО «УралВагонЗавод» выступило с инициативой создать арматуру, обеспечивающую большую безопасность по сравнению с используемой, представив проект Технического задания на разработку арматуры для нового вагона-цистерны для перевозки сжиженных углеводородных газов в соответствии с требованиями Правил перевозки опасных грузов (Приложение 2 к СМГС), ввод в действие которых планировался на начало 2014 года.

Несмотря на наличие конкурентов в решении этой задачи, ЗАО «Сплав-М» включилось в работу.

Потребовался год напряженного труда различных специалистов и партнёрских компаний, участвовавших в разработке, изготовлении, испытании опытных образцов, чтобы получилась арматура нового поколения. После испытаний на стендах независимых лабораторий, арматура была установлена на опытный образец вагона-цистерны и проверена на устойчивость к предельным нагрузкам в реальных условиях. Арматура выдержала все испытания.

Новая арматура предназначена для:

- замены шарового крана и скоростного клапана на устройство слива и налива;
- замены предохранительного клапана.

В конструктивном плане новым в ней стало применение скоростного клапана пружинного типа, что обеспечивает надёжное выполнение всех задач в любом пространственном положении. Используемый в настоящее время скоростной клапан гравитационного типа, не обладает такой универсальностью, он более металлоёмкий, при срабатывании создаёт сильные ударные нагрузки.



Рис. 1 — Авария с газовыми вагонами-цистернами. источник — www.aif.ua

Устройство слива и налива стало содержать новый запорный элемент, являющийся не только дополнительным уровнем защиты, но и находящийся внутри котла цистерны. Это защищает его от повреждения и разгерметизации цистерны при сходе вагона с рельсов и падении, так как, несмотря на наличие на цистерне специальных ограждений, абсолютной безопасности арматуре они гарантировать не могут.

Три устройства слива и налива, в отличие от используемых шаровых кранов, имеют разную конфигурацию. Несмотря на их разную ориентированность на крышке горловины цистерны, они устроены так, что могут быть связаны единым элементом, позволяющим одновременно управлять всеми устройствами сразу. Введение такого элемента потребовало дополнительных изменений. Разработчиками цистерны было принято решение по развороту крышки относительно цистерны на угол 90°, что позволило сделать цистерну универсальной в части требований к её нахождению по отношению к сливно-наливным эстакадам. Вагон-цистерна одинаково обслуживается с обеих сторон.

Создание новой арматуры позволило решить следующие задачи:

- минимизировать масштабы аварии — устройства слива и налива имеют специально ослабленное место, чтобы при падении цистерны и встрече с препятствием могла отломиться наиболее выступающая часть, но с сохранением герметичности внутреннего запорного клапана;
- проводить локализирующие действия при перекачке газа — сливно-наливные устройства имеют устройство для дистанционного управления, которое срабатывает при возгорании на сливно-наливной эстакаде или при несанкционированном сдвиге вагонов, и автоматически закрывает арматуру;
- предотвратить взрыв цистерн от воздействия огня — предохранительный клапан установлен в количестве 2 шт., обеспечивая дублирование, и имеет увеличенное сечение по сравнению с ныне существующими, что обеспечивает гораздо больший выход газа для предотвращения взрыва цистерн, оказавшихся в очаге пожара;
- проводить послеаварийные мероприятия — обеспечивают возможность слить содержимое упавших цистерн для их последующего поднятия и эвакуации.

К концу 2013 года предприятие было готово к самостоятельному серийному выпуску продукции. В канун 2014 года была поставлена первая партия арматуры для вагонов-цистерн нового поколения.

Производство и поставки трубопроводной арматуры для нефтегазовой и химической промышленности.



**ЗАО «Сплав-М», 173021,
Великий Новгород,
ул. Нехинская, д. 61.
Тел.: +7 (8162) 500-880
Факс: +7 (8162) 500-840
E-mail: info@splav-m.ru
www.splav-m.ru**

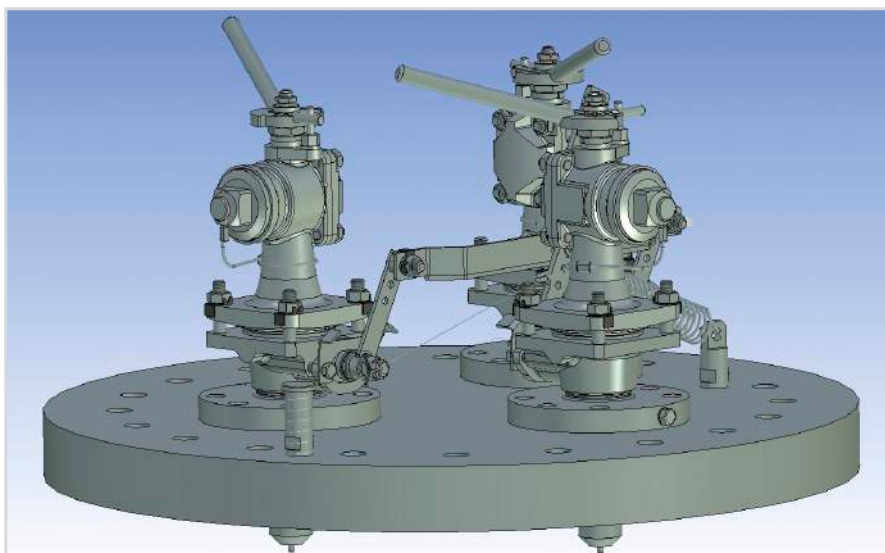


Рис. 2 — 3D-модель установки устройств слива и налива на крышке люка

ПРМБ.494729.032

Устройство слива и налива

PN 25

Рабочее давление: не более 25 кгс/см².

Рабочая среда: сжиженные углеводороды, жидкая и газовая фаза.

Климатическое исполнение: УХЛ1 по ГОСТ 15150.

Температура рабочей среды: от -60 до +65 °С.

Установочное положение: любое.

Направление потока рабочей среды: любое.

Средний ресурс: не менее 6000 циклов.

Присоединение: фланцевое.

Материал корпуса: 12Х18Н10Т.

Герметичность в затворе: по классу «А» по ГОСТ Р 54808-2011.

DN	Исполнение	Состояние рабочей среды	L, мм	Масса, кг	Изготовитель
50/40	-00	жидкая фаза	110	13,3	ЗАО «Сплав-М»
	-01	жидкая фаза	110	13,3	
	-02	газовая фаза	150	13,8	

ПРМБ.494145.041 ПРМБ.494145.044

Клапан предохранительный

PN 25

Давление номинальное: не более 25 кгс/см².

Рабочая среда: сжиженные углеводороды, газовая фаза.

Климатическое исполнение: УХЛ1 по ГОСТ 15150.

Температура рабочей среды: от -60 до +65 °С.

Направление потока рабочей среды: под золотник.

Средний ресурс: не менее 850 циклов.

Присоединение: фланцевое.

Материал корпуса: 12Х18Н10Т.

Герметичность в затворе: по классу «А» по ГОСТ Р 54808-2011.

DN	Обозначение	D2, мм	D3, мм	D, мм	N, мм	Масса, кг	Изготовитель
65	ПРМБ.494145.041	150	120	22	6	14,5	ЗАО «Сплав-М»
	ПРМБ.494145.044	185	159	26	8	21,4	

ПРМБ.303650.001

Устройство управления дистанционное

Применение: с устройствами слива и налива серии ПРМБ.494729.032.

Климатическое исполнение: УХЛ1 по ГОСТ 15150.

Температура эксплуатации: от -60 до +65 °С.

Усилие управления: не более 30 кг.

Срок службы: 20 лет.

Материал деталей: 12Х18Н10Т.

Обозначение	Масса, кг	Изготовитель
ПРМБ.303650.001	0,7	ЗАО «Сплав-М»

Рис. 3 — Каталожный лист в журнале АС № 1(88) 2014

Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК

С.Н. Некрасов
генеральный директор¹
wiwa-olimp@mail.ru

¹ООО «ВИВА – РУС», Санкт-Петербург, Россия

Требования, предъявляемые сервисными компаниями к покрытиям резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов, постоянно ужесточаются. При этом качество покрытий в немалой степени определяется не только свойствами материалов, но и тем, как именно покрытие было нанесено. К примеру, широко применяемые в настоящее время Scotchkote, Amercoat, Soron Nyscote, Protegol и их аналоги относятся к числу двухкомпонентных покрытий, для нанесения которых требуется специальное оборудование — такое, как установки WIWA для горячего распыления от немецкого производителя WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG.

Ключевые слова

WIWA, полиурет, полимочевина, пена, изоляция, антикоррозионной износостойкой защиты



Компания WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG занимает лидирующие позиции на рынке по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни (pot-life) вот уже более 60 лет. За это время компанией накоплен значительный опыт в области разработки и совершенствования оборудования, неизменной характеристикой которого является знаменитое немецкое качество. Сочетание этих факторов и обуславливает стабильный рост популярности — а следовательно, и продаж продукции под брендом WIWA в России и странах СНГ.

УСТАНОВКИ WIWA DUOMIX

Сравнительно недавно компания вывела на рынок модернизированные установки серии DUOMIX, предназначенные для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Специалисты, уже использующие установки в работе, сходятся в своих оценках. По их мнению, модернизированные установки серии DUOMIX отличает надежность в эксплуатации и простота в обслуживании, качество нанесения соответствует европейским стандартам. Кроме того, применение установок DUOMIX позволяет значительно сократить эксплуатационные издержки.

Для покрытия резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов WIWA предлагает три модели установок DUOMIX с фиксированными соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, позволяющей избежать перерасхода материала в случае сбоя установки.

По желанию заказчика забор компонентов может выполняться как из оригинальных 200-литровых бочек либо из воронок насосами подачи, так и напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Каждая установка оснащена трехступенчатой системой нагрева и комплектуется обогреваемыми шлангами раздельной подачи компонентов с циркуляцией, выносным смесительным блоком пневматического управления, системой промывки (очистки).

Что же касается областей применения, то WIWA DUOMIX 230 зарекомендовала себя как оптимальное решение при проведении ремонтных работ газопроводных магистралей в сложных климатических условиях, в агрессивной внешней среде. В то же время

установки WIWA DUOMIX 300 и 333 предпочтительно использовать на промышленных линиях нанесения покрытий, там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел. Благодаря особенностям конструкции установки WIWA DUOMIX 300 и 333 являются совершенным решением для всех областей применения, в т.ч. могут использоваться и как 3К-установки.

ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ WIWA

Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиурет) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-тепло-шумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 460 позволяет наносить полиурет и PU-пену с высокоскоростным разогревом материала. Установка оборудована системой слежения за соотношением смешивания компонентов, давлением нанесения PU 460.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 280 была специально разработана для нанесения PU-пены на основе рекомендаций специалистов, работающих с WIWA DUOMIX PU 460. Отличительной чертой этой установки является ее компактность, что позволяет мобильно использовать WIWA DUOMIX PU 280 в труднодоступных местах.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубопроводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установок:

Высокая скорость нагрева компонентов, защита от перегрева материала, комплексное отслеживание заданных параметров, учет переработанного материала, возможность забора компонентов из различных емкостей, подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов, устойчивый к растворителям цветной дисплей, алые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.

Рентабельность в первую очередь вопрос всеохватывающего качества:

- *Равномерный факел распыла обеспечивается быстрым переключением пневматического двигателя — пульсации практически не заметны;*
- *Увеличение производительности обеспечивается впечатляющим соотношением давления и подачи;*
- *Существенное снижение времени и стоимости предоставляют упрощенные промывочные и сервисные работы;*
- *Высокая безопасность оборудования и пониженный износ достигнуты благодаря конструкции;*
- *Постоянно доказывают свою рентабельность при жёстком ежедневном применении*
- *Гарантом служат высокая производительность, простой техпод и широко известная долговечность.*

WIWA®
because it works

ООО «ВИВА-РУС»

198152, Санкт - Петербург,
ул. Краснопутиловская, д.69, офис 215
тел. +7 (812) 703-36-94, +7 (911) 972-74-81,
тел./факс: +7 (812) 703-73-56
e-mail: wiwa-olimp@mail.ru
www.wiwa-spb.ru

Полувековой опыт, постоянный прогресс с высочайшими требованиями качества и собственное экономичное производство, а также тесное сотрудничество с партнёрами являются фундаментом 50-летнего успеха.

**Наш девиз
«НЕВОЗМОЖНОГО НЕ БЫВАЕТ»,
поэтому мы всегда готовы обсудить
Ваши специальные пожелания.**

DUOMIX 333/300 и 230

WIWA 2K-установки для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Совершенные решения высокой производительности для практически всех областей применения.

Области применения: Судостроение и оффшорная промышленность, резервуары, цистерны и контейнеры, железнодорожный транспорт, огнезащита, защитные покрытия строительных конструкций и другие покрытия больших площадей, как к примеру сборники, отстойники, градирни.

Материал: Для работы с высоковязкими, свободными от растворителей 2K- или 3K-материалами.



ПЕНООБРАЗУЮЩИЕ АППАРАТЫ DUOMIX PU 460 и 280

Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-теплошумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубо-проводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установки: Высокая скорость нагрева компонентов, защита от перегрева материала, комплексное отслеживание заданных параметров, учет переработанного материала, возможность забора компонентов из различных емкостей, подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов, устойчивый к растворителям цветной дисплей, малые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.



PROFIT

Компактные, производительные и недорогие WIWA безвоздушные аппараты и воздушно-комбинированные установки. Переносные краскораспылительные аппараты для гибкого применения. Идеальны для мастерских и промышленности.

Области применения: Экономичный, экологичный метод распыления для малярных участков, столярных мастерских, мебельной промышленности, а так же машино- и автомобилестроения.

Материал: Для работы с маслами и жирами, толстослойными лазами, грунтовками, распыляемыми шпаклёвками, лаками и красками, 2K-материалами, структурным лаком, молотковой краской, водорастворимыми и водяными красками.



PROFESSIONAL

WIWA безвоздушные краскораспылительные аппараты класса высокой производительности для тяжёлой антикоррозионной защиты. Особо широкая программа для любых окрасочных работ в промышленном масштабе.

Области применения: Окраска больших площадей и толстослойные покрытия как к примеру в судостроении и оффшорной промышленности, бетонно-антикоррозионная защита, системы подачи краски и лакировальные линии, металлоконструкции и ангары, вагоностроение, малярные участки, покрытия промышленного масштаба, изоляция, огнезащита и в качестве насосов подачи удалённой раздачи.

Материал: Для работы с абразивными материалами (средне- и высоковязкие), огнезащитными, содержащими стеклохлопья, изоляционными и толстослойными материалами, антифоулингами, холодными битумами, свободными от растворителей, с коротковолокнистым наполнителем, лаками и красками, 2K-эпоксидными (высоковязкие и грубопигментированные), красками на основе цинковой пыли, антикоррозионными и железослюдястыми красками (высоковязкие и / или грубопигментированные).



ИНЖЕКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ INJECT 14025

Новые масштабы при ремонте

Области применения: Идеально для применения при ремонтах в строительстве, к примеру заполнение трещин, поверхностные или завесные инъекции, горизонтальные запоры или изоляция строительных конструкций.

Материал: Укрывные материалы, 1K- или 2K-эпоксидные смолы, полиуретаны, 2K-акрилатели.



Об особенностях обнаружения стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов

Н.Б. Козырев
коммерческий директор¹
kozyrev.nickolay@aprodit.ru

¹ООО «АПРОДИТ», Коломна, Россия

В статье приводятся базовые сведения по стресс-коррозионным дефектам и их отличиям от дефектов общей коррозии. Рассматриваются несколько методов внутритрубной диагностики газопроводов, с помощью которых возможно выявление дефектов КРН (CD-метод ультразвуковой дефектоскопии в водяной пробке, TFI-метод поперечного намагничивания, ЭМАП-метод электромагнитоакустического возбуждения ультразвуковых волн в стенках газопроводов), а также соответствующие внутритрубные диагностические снаряды. Более подробно рассмотрен ЭМАП-метод (метод «сухого ультразвука»), который с точки зрения автора является наиболее перспективным для взятия под контроль ситуации с авариями на магистральных газопроводах из-за стресс-коррозионных повреждений, а также для более рационального выбора участков газопроводов под вывод в капитальный ремонт. Для ЭМАП-метода рассмотрены физические основы возбуждения нескольких типов ультразвуковых волн в металлических стенках трубопроводов. Приведен краткий анализ преимуществ и недостатков нескольких видов волн и соответствующих им ЭМА-преобразователей, которые используются в настоящее время на внутритрубных снарядах для диагностики КРН-дефектов. Делаются выводы о перспективах развития каждого направления с учетом особенностей применения в газопроводах России.

Анализ статистики аварий на магистральных газопроводах (МГ) России показывает, что больше половины аварий вызвано стресс-коррозионными дефектами. Этот вид разрушения стенок трубопроводов также называют коррозионным растрескиванием под напряжением (КРН). Дефекты КРН существенно отличаются от дефектов связанных с потерей металла таких, как коррозионные язвы и питтинговая коррозия. Дефекты потери металла характеризуются сравнительно гладкими краями. В то время как дефект КРН представляет собой колонию нераскрывшихся трещин глубиной 5–20% от толщины стенки трубы. КРН возникает на внешней поверхности труб. Трещины ориентированы в направлении, перпендикулярном направлению максимального растягивающего напряжения, то есть преимущественно вдоль оси трубы. В некоторый момент времени сетка поверхностных трещин сростается в одну магистральную трещину. После этого магистральная трещина достаточно быстро растет в длину. Это и приводит к разрыву трубопровода. Ведущими факторами, влияющими на процесс коррозионного растрескивания, являются: величина растягивающих напряжений; состояние изоляционного покрытия; состав и структура сплава из которого изготовлены трубы; состояние электрохимзащиты на конкретном участке трубопровода; технология и качество формовки при изготовлении труб, влияющие на уровень остаточных напряжений в околосварной зоне; тип окружающего грунта. КРН характерно для магистральных газопроводов (МГ). В стенках труб нефтепроводов КРН встречается значительно реже.

Сочетание многих факторов влияет на образование и скорость роста стресс-коррозионных трещин в колонии. Предсказать где этот процесс приведет к аварии без проведения внутритрубной диагностики

практически невозможно. Основной целью внутритрубной диагностики (ВТД) является определение срока безопасной эксплуатации отдельных участков трубопровода, со всеми существующими на данном участке дефектами: строительными дефектами, дефектами уноса металла, а также стресс-коррозионными дефектами.

Для обнаружения любых дефектов при проведении ВТД требуется, чтобы внутренняя поверхность трубопровода была предварительно очищена от различного рода отложений и мусора. Иначе датчики внутритрубных диагностических снарядов неэффективно работают или повреждаются. Для очистки внутренней полости трубопровода используют внутритрубные чистящие скребки или поршни. На чистящих и диагностических внутритрубных снарядах необходимо устанавливать низкочастотные передатчики, чтобы имелась возможность отслеживать движение этих снарядов внутри трубопровода (через маркерные точки), а также быстро обнаруживать место нештатной остановки внутритрубного снаряда с помощью низкочастотных приемников-регистраторов (локаторов).

Анализ литературы показывает, что за последнее десятилетие число аварий МГ обусловленных стресс-коррозией превышает число аварий МГ из-за дефектов потери металла. В то же время количество записей о дефектах КРН в отчетах ВТД в сотни раз меньше, чем записей о дефектах потери металла. Это свидетельствует об очень низкой степени выявляемости стресс-коррозионных дефектов, на начальной стадии развития, когда локальная колония поверхностных трещин еще не начала сростаться в магистральную трещину.

В настоящее время определение дефектов КРН при проведении ВТД стальных трубопроводов возможно следующими тремя методами:



Рис.1 — ЭМАП-дефектоскоп RoCD2 34"/36" компании РОЗЕН

1. TFI-метод. Метод регистрации утечек магнитного потока при поперечном намагничивании участка трубы.
2. CD-метод. Он заключается в сплошном ультразвуковом сканировании стенки трубы с помощью пьезоэлектрических преобразователей (ПЭП). В этом методе ультразвуковые волны, излученные бортовыми ПЭП, заводятся в стенку трубопровода через слой окружающей внутритрубной среды. Для работы по этому методу требуется внутритрубный ультразвуковой дефектоскоп, который перемещается в жидкости. При этом для диагностики газопроводов создается так называемая подвижная водяная пробка с помощью дополнительных поршней-разделителей двигающихся впереди и сзади дефектоскопа.
3. ЭМАП-метод. Этот метод заключается в возбуждении ультразвуковых волн непосредственно в стенке трубы с помощью бесконтактных электромагнитноакустических преобразователей (ЭМАП), расположенных на внутритрубном ЭМАП-дефектоскопе (рис. 1). Такой дефектоскоп может перемещаться в газовой среде. Поэтому этот метод также называют методом «сухого ультразвука». Хотя ЭМАП так же хорошо работает и в жидкой среде.

Про первые два из упомянутых методов можно отметить следующее:

TFI-метод поперечного намагничивания не выявляет достоверно неглубокие (до 15% толщины стенки трубопровода) стресс-коррозионные трещины, из-за того, что чувствительные к изменению магнитного поля датчики при внутритрубной диагностике находятся, по определению, внутри трубы, а стресс-коррозионные трещины всегда образуются на внешней поверхности

трубопровода. То есть при внутритрубной диагностике между датчиками, регистрирующими вытеснение магнитного поля в месте расположения дефекта и самим дефектом находится слой металла почти равный номинальной толщине стенки трубопровода. При этих условиях изменения магнитного поля, регистрируемые датчиками внутритрубного дефектоскопа, носят очень размытый характер. Регистрируемый сигнал от внешней трещины глубиной 10–15% сопоставим по амплитуде с уровнем шума, который регистрируется этими датчиками из-за шероховатости внутренней поверхности трубопровода. Из-за этого фундаментального недостатка TFI-метода он не оправдывает тех надежд, которые еще недавно возлагались на него с точки зрения мониторинга стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов.

CD-метод ультразвукового обследования в водяной подвижной пробке оказался экономически нерентабелен из-за потерь связанных с выведением участка газопровода из эксплуатации на длительный срок для осушки после проведения ВТД этим методом. В газовой среде этот метод применяться не может в силу значительно большего коэффициента отражения ультразвуковой волны от границы газ-металл по сравнению с границей нефть-металл или вода-металл. Поэтому для диагностики МГ этим методом приходится создавать подвижную «водяную пробку», а потом выполнять осушку газопровода.

В связи с недостатками TFI и CD-методов, ЭМАП-метод (метод сухого ультразвука), при его использовании на внутритрубном дефектоскопе, является наиболее перспективным направлением повышения достоверности обнаружения и ранжирования стресс-коррозионных повреждений

газопроводов. В связи с интенсивным развитием электроники в последнее десятилетие сложились благоприятные условия для применения этого метода во внутритрубной диагностике. И в настоящее время у ведущих компаний, занимающихся разработкой внутритрубных ЭМАП-дефектоскопов (PII, ROSEN, СПЕЦНЕФТЕГАЗ и некоторые другие) уже сменилось несколько поколений таких внутритрубных приборов.

ЭМАП-метод более чем другие магнитные методы (TFI, MFL) зависит от дефектов геометрии внутренней поверхности трубопровода. Следует отметить, что ЭМАП бывают магнитострикционными и лоренцовскими. В магнитострикционных преобразователях ультразвуковые волны возбуждаются за счет локальных деформаций сжатия или растяжения, возникающих в металлах при циклическом изменении напряженности магнитного поля в толще металла в этих местах. Амплитуда ультразвуковых колебаний в металле, вызванных магнитострикционным эффектом сильно зависит не только от напряженности магнитного поля, проникающего на некоторую глубину в толщу металла, но и от электрической проводимости металла, а также от его магнитной проницаемости. Эти характеристики могут существенно для ЭМАП метода изменяться даже в пределах конкретной 12 метровой трубы. Существенное влияние оказывает также остаточная намагниченность металла. По этим причинам магнитострикционные ЭМАП имеют в настоящее время очень ограниченное применение в ВТД.

В лоренцовских ЭМАП ультразвуковые волны возбуждаются за счет силы Лоренца, которая действует на свободные электроны в металлах, когда вихревые поверхностные токи находятся в области постоянного



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ

Автоматизация
процессов
обслуживания и
диагностики
трубопроводов



• Передатчики и
локаторы 22Гц



• Акустические
локаторы



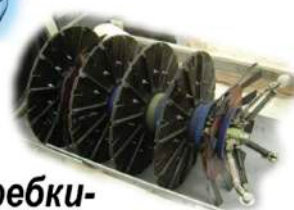
• Очистные
скребки



• Скребки-
калибры



• Профилемеры



ООО «Апродит» 140402, Московская обл., г. Коломна, Окский проспект, 40
Тел.: 8(916)33-25-945, факс: 8(4966)15-48-87, mail@aprodit.ru, www.aprodit.ru

магнитного поля. Причем магнитное поле должно быть перпендикулярно направлению вихревого тока. Таким образом, направление поверхностного вихревого тока, линии магнитного поля и сила Лоренца взаимно перпендикулярны друг другу и образуют правую тройку.

Частоты, которые используются в ЭМАП, лежат в диапазоне от 100 кГц до нескольких МГц. При частоте 200 кГц длина ультразвуковой волны в стали составляет порядка 10 мм. Лоренцовские преобразователи сконструированы так, что вихревые токи находятся в зоне сильного постоянного магнитного поля. Причем, в ВТД постоянное магнитное поле создается постоянными магнитами.

Большим преимуществом лоренцовских ЭМАП является их гораздо меньшая зависимость от магнитной проницаемости и электропроводности металла труб, а также от состояния поверхности металла и остаточной намагниченности конкретного участка трубопровода.

В ЭМАП-методе для ВТД, применяются сдвиговые ультразвуковые волны двух различных поляризаций. То есть при прохождении такой волны колебания атомов кристаллической решетки перпендикулярны направлению распространения волны. Колебания атомов могут происходить в направлении перпендикулярном поверхности - тогда говорят о вертикальной поляризации, которую обозначают SV (от англ. Shear Vertical). А при колебаниях атомов параллельно поверхности, говорят о горизонтальной поляризации, которую обозначают SH (от англ. Shear Horizontal). Следует отметить, что для обнаружения продольных стресс-коррозионных трещин SH или SV-волна должны распространяться в окружном (не осевом) направлении по стенке трубопровода.

В настоящее время в ВТД используются как вертикально (SV), так и горизонтально (SH) поляризованные ультразвуковые волны. Причем решающих преимуществ одной поляризации над другой нет. Компании РОЗЕН и российская компания СПЕЦНЕФТЕГАЗ традиционно используют SV-волны. А компания PII, подразделение General Electric, и российская компания ТРИСТАН остановили выбор на SH-волнах.

SH-волны имеют меньшую дисперсию. То есть фронт такой волны практически не размывается с удалением от источника или после отражения от дефекта. Также скорость распространения SH-волны практически не зависит от толщины стенки трубы. Это упрощает алгоритмы обработки сигналов и повышает достоверность обнаружения и распознавания дефектов. Основным недостатком конструкции ЭМАП с горизонтальной поляризацией следует признать необходимость расположения RF-катушки, по которой должны пропускаться импульсные токи величиной до 100 ампер, в узком зазоре между мощным постоянным магнитом и стенкой трубопровода. RF-катушка может быть легко повреждена в те моменты, когда магнит проходит над кольцевым сварным швом или над дефектом геометрии внутренней поверхности трубопровода (нестыковка кромок, вмятины, остатки электродов и т.п.). За счет подбора специальных износостойких защитных пленок для RF-катушки компания PII добилась определенных успехов в обследованиях

газопроводов в США и Европе.

В лоренцовских ЭМАП с вертикально поляризованной сдвиговой SV-волной силовые линии магнитного поля параллельны поверхности. Поэтому RF-катушки в таких лоренцовских ЭМАП-дефектоскопах располагаются между полюсами постоянных магнитов или между металлическими щетками, через которые магнитное поле вводится в стенку трубопровода. Поэтому излучающая RF-катушка в этих ЭМАП не зажата в узком зазоре между магнитом и стенкой трубопровода, а лишь прижимается с некоторым минимальным усилием к внутренней поверхности. Это кардинально повышает живучесть и надежность работы всего дефектоскопа при движении по трубопроводу.

Общая компоновка ЭМАП-дефектоскопа с ультразвуковой SV-волной очень похожа на компоновку магнитного дефектоскопа с продольным или поперечным намагничиванием стенки (на MFL или TFI-дефектоскоп). Только вместо магнитных датчиков Холла или магниторезистивных датчиков, между полюсами магнитов располагаются RF-катушки, которые излучают и принимают ультразвуковые волны, распространяющиеся в стенке трубопровода. Намагничивание стенки трубы производится постоянными магнитами. Намагничивать стенку до насыщения в ЭМАП-методе не требуется.

Компания РОЗЕН использует для намагничивания магнитные блоки с плавающим подвесом. А компания СПЕЦНЕФТЕГАЗ использует магниты с металлическими щетками. За последние пятнадцать лет совершенствования на магнитных дефектоскопах обе конструкции хорошо себя зарекомендовали с точки зрения надежности работы в российских газопроводах.

Основным недостатком ЭМАП-дефектоскопов SV-волной является зависимость скорости распространения такой волны от толщины стенки трубопровода (дисперсия ультразвуковых волн). Это усложняет алгоритм обработки сигнала и интерпретацию отраженных от дефектов сигналов.

В настоящее время на прямых участках газопроводов внутритручными ЭМАП-дефектоскопами обнаруживаются нераскрывшиеся продольные трещины с площадью боковой поверхности 40-100 мм² при глубине трещины 1-2 мм. Такой чувствительности уже вполне достаточно для мониторинга стресс-коррозионных повреждений на ранней стадии развития дефектов КРН.

Быстрому внедрению ЭМАП-дефектоскопов для регулярных обследований газопроводов мешает их более высокая стоимость по сравнению с магнитными дефектоскопами, а также недостаточное время автономной работы от бортовых аккумуляторов. Поэтому для обеспечения достаточного запаса хода и диагностирования линейных участков магистральных газопроводов длиной до 150-200 км в ЭМАП-дефектоскопах приходится либо увеличивать количество аккумуляторов, что связано с увеличением веса и, что, как следствие, снижением проходимости и надежности, либо уменьшать количество бортовых ЭМАП, что приводит к снижению качества обследования.

Для дальнейшего совершенствования ЭМАП-дефектоскопов очень актуальна задача получения электроэнергии на борту

внутритрубоного снаряда. Разработка такой техники с учетом соблюдения всех требований взрывобезопасности и надежности вполне возможна на современном уровне развития силовой электроники и электроприводов. Требуются специальные программы и финансирование проектов по совершенствованию ЭМАП-дефектоскопов. Развитие таких проектов приведет к повышению достоверности обнаружения стресс-коррозионных повреждений и повышению качества плановой внутритрубой диагностики газопроводов ЕСГ России. Что как следствие, приведет к более рациональному планированию капитальных ремонтов участков газопроводов и снижению аварийности.

Полный текст данной статьи можно прочитать на сайте ООО «АПРОДИТ» (www.aprodit.ru).

Список используемой литературы

1. Велиулин И.И., Лубенский С.А., Велиулин Э.И., Решетников А.Д. Анализ причин разрушения газопроводных труб большого диаметра в различных регионах России. М.: МАКС Пресс, 2012. 230 с.
2. Варламов Д.П., Канайкин В.А., Матвиенко А.Ф., Стеклов О.И. Мониторинг дефектности и прогноз состояния магистральных газопроводов России. Екатеринбург: ООО «УИПЦ», 2012. 254 с.
3. Лопатин А.С., Егоров С.И. Методы и средства диагностики линейной части магистральных газопроводов: учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. 119 с.
4. Binash, G., Grunberg, G., Saurenbach, F., Zinn, W. Enhanced magnetoresistance in layered magnetic structures with antiferromagnetic interlayer exchange. Physics, Rev. B, 1989, pp. 4828-4830.
5. Thomas Beuker, Stefan Klein, Jim Marr, Richard Kania. EMAT technology as part of an integrative analysis process – mitigation of SSC and coating issues. Available at: www.rosen-group.com (accessed June 2013).
6. TEMATE Ti-P Система для контроля коррозии трубопроводов и резервуаров. Рекламные материалы компании Innerspec Technologies, Inc. (www.innerspec.com), 2009.
7. Jeff Aron, Jeff Jia, Bruce Vance, Wen Chang. Development of an EMAT in-line inspection system for detection, discrimination, and grading of stress corrosion cracking in pipelines. DOE Award Number: DE-FC26-01NT41154 (Tuboscope Pipeline Services), 2005.
8. Remo Ribichini. Modelling of electromagneticacoustic transducers. A thesis submitted to Imperial College London for the degree of Doctor of Philosophy, 2011.
9. Сметанин Ф.Е., Созонов П.М., Мельник В.И., Бондарев Ю.А. Сравнительный анализ дефектов, выявленных внутритрубой дефектоскопией и экспертным обследованием в шурфах // Диагностика, 2001. Т. 2. Часть 1.
10. Салюков В.В., Петров Н.Г., Муханов Н.А., Халиков Р.Р. Оценка достоверности результатов внутритрубой инспекции // Диагностика, 2001. Т. 2. Часть 2.

МОРОЗОСТОЙКИЕ
АНТИКОРРОЗИОННЫЕ
МАТЕРИАЛЫ

АБРИС

стойкие к кислотам, щелочам, вибрации, ЭМИ, радиации

ЗИМНЯЯ
ЗАЩИТА



ХОЛОД ВАС
НЕ ОСТАНОВИТ

ООО «Завод герметизирующих материалов»

Россия Нижегородская обл., г. Дзержинск,
ул. Менделеева корп., 1058; 606008 а/я 97;
т.: (831) 260-03-16, т./факс: (8313) 27-50-78, 27-52-95;
E-mail: abris@zgm.ru; Skype: zgm_marketing

<http://www.zgm.ru>



Смотрите наш канал:
www.youtube.com/zgmvideo



Читайте нас:
www.twitter.com/ooo_zgm



Исследование влияния температуры окружающей среды и срока эксплуатации изоляции на её физические свойства

В.А. Иванов
доктор технических наук, профессор¹,
заслуженный деятель науки РФ

Д.А. Серебренников
кандидат технических наук¹

А.Н. Давыдов
аспирант¹

¹Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия

В статье приведены результаты исследования по установлению зависимостей адгезии и прочности на разрыв изоляционного покрытия трубопроводов от температуры окружающей среды и срока эксплуатации покрытия.

Материалы и методы

Методы теоретических и экспериментальных исследований, теория резания материалов, методы обработки статистических данных

Ключевые слова

гидроизоляционное покрытие, адгезия, прочность на разрыв, срок эксплуатации покрытия, снятие гидроизоляции

Капитальный ремонт трубопровода зачастую связан с повреждением гидроизоляционного покрытия вследствие механических воздействий, истечения срока службы покрытия или химических процессов в окружающей трубопровод среде. При любой из перечисленных причин при повреждении гидроизоляционного покрытия возникает необходимость его замены. Капитальный ремонт изоляционного покрытия включает в себя очистку поверхности трубопровода от дефектной изоляции, который, в свою очередь, предусматривает снятие гидроизоляционного покрытия при помощи различных средств. Чаще всего процесс очистки производят с использованием металлических резцов и щеток, которые прижимают непосредственно к поверхности трубопровода и путем вращательного движения снимают её. Использование данного способа имеет ряд недостатков, основным из которых является возможность повреждения стенки трубопровода за счёт трения резца о стенку. Во избежание данных последствий необходимо подбирать корректные режимы работы очистных машин, а также использовать новые материалы и способы снятия гидроизоляции. Для определения режимов работы очистных машин необходимо знать показатели физических свойств гидроизоляционных покрытий в текущих условиях, с учетом отклонений от заводских параметров.

Определяемыми параметрами являются прочность на разрыв и адгезия. Для проведения эксперимента были взяты образцы труб с пленочным покрытием Поликен-980, нанесенном в трассовых условиях, с сроком эксплуатации от 5 до 15 лет. Изначально была определена величина адгезии, затем, после подготовки образцов прочность на разрыв. Основными факторами при испытаниях

являлись срок службы и температура, а параметрами оптимизации в первом эксперименте выступала адгезия, во втором — прочность на разрыв.

Для определения минимального количества экспериментов определялась мера изменчивости по формуле (1):

$$V = (\sigma/\bar{y}) \cdot 100\%, \quad (1)$$

где, σ — среднеквадратическое отклонение (формула 2);

$\bar{y}$ — статистическое среднее отклонение (формула 3).

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k (y_i - \bar{y})^2}{k}}; \quad (2)$$

$$\bar{y} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k y_i; \quad (3)$$

где k — количество повторных опытов принято равным 3.

Получили меру изменчивости $V = 7\%$, при доверительной мере вероятности $\epsilon = 0,95$ получаем значение измерений $K = 13$. С учётом возможности грубых ошибок при измерении принимаем $K = 15$.

Выборка результатов испытаний представлена в табл. 1, 2.

С учётом проведенных исследований задача свелась к нахождению зависимости силы адгезии и прочности на разрыв от температуры и срока эксплуатации покрытия.

Зависимость величины адгезии от температуры окружающей среды и срока эксплуатации описывается некоторой плоскостью (рис. 1) и функцией (4).

$$Y = 70,5 - 8,5x_1 - 4,3x_2 - 12,8x_1x_2 - 14,4x_1^2 - 19,1x_2^2, \quad (4)$$

где x_1 — температура; x_2 — срок эксплуатации трубопровода.

№ образца	№ эксперимента для данного образца	Срок службы, лет	Прочность на разрыв
11	1	12	11,6
	2		11,4
	3		11,2
12	1	6	15,4
	2		15,8
	3		15,9
13	1	13	8,7
	2		8,5
	3		9,1
14	1	10	13,9
	2		13,9
	3		13,7
15	1	6	11,7
	2		12,5
	3		12,7

Таб. 1 — Выборка результатов испытаний прочности на разрыв (-25°C)

№ образца	№ эксперимента для данного образца	Срок службы, лет	Адгезионное усилие, Н/см
1	1	5	12,1
	2		12,2
	3		12,1
2	1	7	10,7
	2		10,8
	3		10,8
3	1	15	8,4
	2		8,5
	3		8,4
4	1	12	10,1
	2		10,8
	3		10,9

Таб. 2 — Выборка результатов испытаний на адгезию (-25°C)

В свою очередь аналогично описывается прочность на разрыв от срока службы и температуры (рис. 2), формула (5).

$$Y = 78,9 - 9,7x_1 - 10,9x_2 - 20,6x_1x_2 - 16,8x_1^2 - 21,5x_2^2, \quad (5)$$

где x_1 — температура; x_2 — срок эксплуатации трубопровода.

Как следует из рис. 5 зависимость прочности на разрыв от температуры и срока эксплуатации изоляционного покрытия будет образовывать некоторую поверхность.

Таким образом, определенные зависимости свойств изоляции от температуры окружающей среды и срока эксплуатации позволяют определить необходимую силу резания при снятии изоляционного покрытия с трубопровода при помощи очистных машин.

Итоги

В результате исследования были получены зависимости свойств гидроизоляционного покрытия от температуры и срока эксплуатации покрытия.

Выводы

Полученные зависимости физических свойств гидроизоляции от внешних условий позволяют разработать методику расчета режимов работы очистных машин с учетом реальных условий среды при проведении капитального ремонта трубопровода.

Список используемой литературы

1. Давыдов А.Н., Иванов В.А., Берг В.И. Использование арамидных нитей в качестве

рабочего инструмента машины для снятия гидроизоляционного покрытия с трубопроводов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2013. № 5. С. 70–73.

2. Иванов В.А., Серебренников Д.А., Давыдов А.Н. Анализ и классификация способов очистки наружной поверхности трубопровода от дефектной изоляции // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 6 (31). С. 25–26.
3. Давыдов А.Н., Иванов В.А., Серебренников Д.А., Берг В.И. Определение зависимости свойств изоляционных покрытий от условий эксплуатации трубопровода. Отдельный выпуск Горного информационно-аналитического бюллетеня. 2014. № ОВ4. С. 169–173.

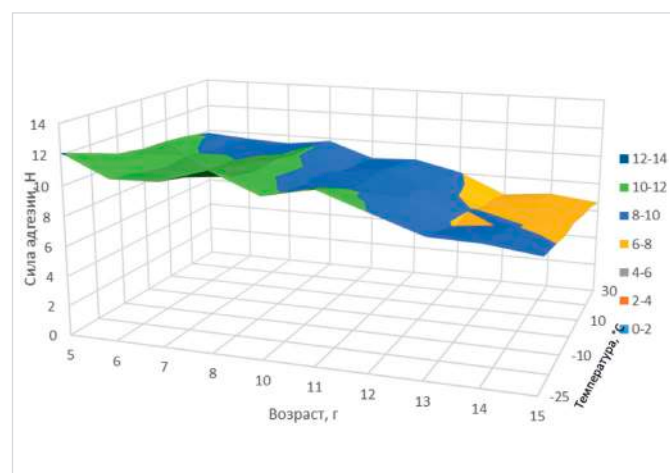


Рис. 1 — Зависимость силы адгезии от температуры окружающей среды и срока эксплуатации гидроизоляционного покрытия

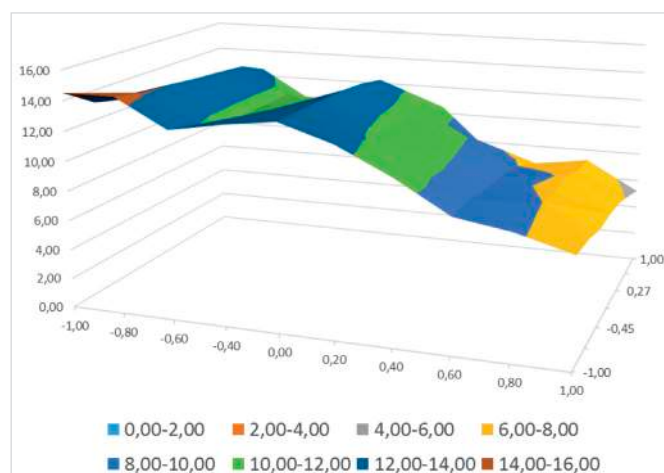


Рис. 2 — Зависимость прочности на разрыв от температуры окружающей среды и срока эксплуатации гидроизоляционного покрытия

ENGLISH

PIPELINE

Study of the influence of ambient temperature and lifetime of the insulation on its physical properties

UDC 622.692.4.07

Authors:

Vadim A. Ivanov — doctor of technical sciences, professor¹;

Daniil A. Serebrennikov — candidate of technical sciences¹;

Alexey N. Davydov — postgraduate¹;

¹Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The article presents the results of research for establishing dependency of adhesion and tensile strength of the insulation coating of pipelines on the ambient temperature and service life of the coating.

Materials and methods

Methods of theoretical and experimental studies, cutting of materials, statistical data.

Results

According to the survey were obtained depending on the properties of waterproofing coatings on the temperature and the life of the coating.

Conclusions

Obtained depending on the physical properties of the waterproofing of external conditions allow to develop a methodology

for calculating modes of treatment machines, taking into account the actual conditions of the environment during the overhaul of the pipeline.

Keywords

waterproofing coating, adhesion, tensile strength, the life of the coating, the removal of waterproofing

References

1. Davydov A.N., Ivanov V.A., Berg V.I. *Ispol'zovanie aramidnykh nitey v kachestve rabocheho instrumenta mashiny dlya snyatiya gidroizolyazionnogo pokrytiya s truboprovodov* [Using the aramid threads as an operating tool of machines for removal of waterproofing coating off the pipelines]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft'* i gaz, 2013, issue 5, pp. 70–73.
2. Ivanov V.A. Serebrennikov D.A., Davydov A.N. *Analiz i klassifikatsiya sposobov ochistki narujnoj poverhnosti truboprovodov ot defektnoy izolyatsii* [Analysis and classification of methods of cleaning the exterior of the pipeline from defective insulation]. *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 6, pp. 25–26.
3. Davydov A.N., Ivanov V.A., Serebrennikov D.A., Berg V.I. *Opredelenie zavisimosti svoystv izolyatsionnykh pokrytiy ot usloviy ekspluatatsii truboprovoda* [Determination of properties of the insulation coating on the operating conditions of the pipeline]. Separate issue of the Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten' (research journal), 2014, issue OV4, pp. 169–173.

Перспективные технологии восстановления работоспособности трубопроводов

В.А. Рыбин
ассистент¹
vtcc11@mail.ru

¹кафедра Транспорт углеводородных ресурсов, Тюменский Государственный Нефтегазовый университет, Тюмень, Россия

Возросшее число отказов магистральных трубопроводов России свидетельствует о наступлении III этапа жизненного цикла трубопроводного транспорта, характеризующегося резким снижением надежности и необходимости проведения срочных ремонтных работ. Это требует поиска и внедрения прогрессивных методов ремонта, одним из которых является заварка дефектов стенки трубопровода порошковыми проволоками.

Материалы и методы

Наплавка порошковой проволокой.

Ключевые слова

дефекты стенки трубопровода, наплавка, порошковая проволока

Трубопроводный транспорт РФ представляет собой совокупность магистральных и промысловых газонефтепроводов протянувшихся от побережья Тихого океана до Европы, охватывая различные климатические зоны. От надежности и работоспособности трубопроводных магистралей зависит не только своевременность поставки углеводородного сырья потребителю, но и темпы развития современной экономики.

Основу трубопроводного транспорта России составляют (рис. 1), газопроводные магистрали (161 тыс. км), магистральные нефтепроводы (48 тыс. км) и нефтепродуктопроводы (19,8 тыс. км).

Опыт эксплуатации трубопроводов показывает, что с точки зрения основных положений физики отказов «жизнь» трубопроводов, как и других сложных механических систем можно условно разделить на три периода эксплуатации:

- I — период приработки;
- II — период стабильной работы или эксплуатации;
- III — период изнашивания.

Интенсивность отказов после резкого всплеска в начальный период, вызванных дефектами строительно-монтажных работ и заводскими дефектами труб, затем быстро снижается и после трех-четырех лет эксплуатации (I период) стабилизируется. По истечении примерно 10–20 лет эксплуатации (II период) снова происходит рост интенсивности отказов (III период) связанный с проявлением дефектов коррозионного, усталостного и других происхождений.

Таким образом, следует отметить, что в целом система магистральных нефтепроводов России (практически 100% МН) вступила в III период «жизненного цикла». Этот период характеризуется общим ухудшением состояния магистральных нефтепроводов, что вызвано усилением роли факторов изнашивания, обусловленных циклическими и коррозионными воздействиями перекачиваемого продукта и окружающей среды.

Проведенный анализ внутритрубной

диагностики магистральных нефтепроводов (далее МН) показал, что наиболее часто встречающимися являются дефекты типа «потеря металла» (рис. 2).

Также было установлено, что не смотря на сравнительно небольшие размеры, дефекты типа «потеря металла» являются концентраторами напряжений, приводящих к разупрочнению металла стенки МН и образованию локальных и магистральных трещин.

В настоящее время существует множество различных методик восстановления работоспособности стенки трубопроводов, которые условно можно разделить на 2 основные группы: с остановкой и без остановки перекачки продукта.

Очевидно, что наиболее выгодными являются методы ремонта без остановки перекачки, при этом давление в трубопроводе снижается до ремонтного.

Проведенный анализ методов ремонта показал, что наиболее прогрессивным является ремонт без остановки перекачки, во время которого производят заварку (наплавку) дефектных участков стенки трубы, после чего восстанавливается полная работоспособность трубопровода.

В настоящее время нормативными документами рекомендована наплавка ручной дуговой сваркой (далее РД). Однако, при всех ее положительных, этот способ сварки имеет ряд технологических недостатков, одним из которых является образование зоны глубокого термического влияния (далее ЗТВ) и обширного температурного разупрочнения ремонтной конструкции.

Следует также отметить, что производительность РД наплавки невысока, что в совокупности с создаваемым обширным температурным разупрочнением делает этот способ малоэффективным.

Для сравнения, на рис. 3 приведены результаты анализа производительности различных способов наплавки: порошковыми проволоками (далее МПС), проволоками сплошного сечения (далее МП).



Рис. 1 — Протяженность магистральных трубопроводов Российской Федерации, тыс. км.

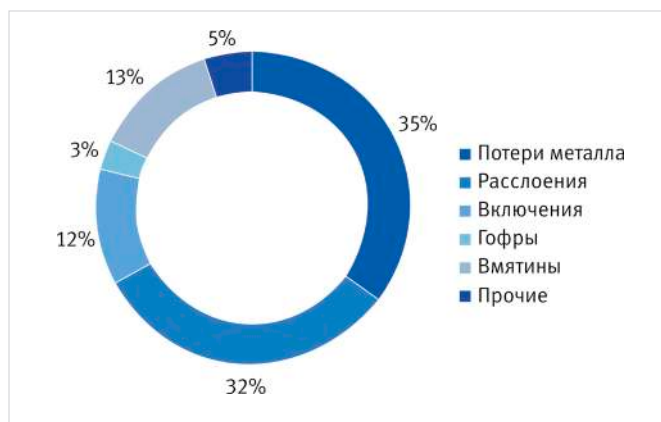


Рис. 2 — Данные внутритрубной диагностики распределения дефектов по длине МН

Из сопоставления этих видов сварки следует, что наиболее производительным является МПС наплавка.

Проведенные авторами исследования позволили установить, что наибольшее влияние на степень разупрочнения металла стенки трубы, при проведении ремонтных работ, оказывает глубина температурного разупрочнения.

Опытным путем было установлено, что за счет разницы в производительности МПС и РД, а также за счет более высокой тепловой мощности, МПС наплавка предпочтительнее. В подтверждении данной гипотезы говорят результаты термического анализа, представленные на рис. 4.

Из данных рис. 4 видно, что при РД глубина прогрева металла существенно больше чем при МПС. Следовательно, замена РД на МПС позволяет снизить температурное разупрочнение, что предположительно повысит несущую способность металла ремонтируемой конструкции трубопровода.

Однако, существующие методики определения ремонтного давления в трубопроводе не учитывают глубину температурного разупрочнения, что делает задачу исследований по определению пределов давления при перекачивании рабочего тела в трубопроводе во время проведения ремонтных работ весьма актуальной.

Итоги

Проведенные исследования показали, что применение наплавки порошковой проволокой при ремонте поверхностных дефектов стенки трубопровода предпочтительнее чем РД, т.к. позволяет снизить глубину термического разупрочнения металла ремонтируемого участка трубы и повысить производительность ремонтных работ.

Выводы

1. Ремонт стенки трубопровода с применением дуговой наплавки порошковыми проволоками позволяет повысить производительность и качество ремонтных работ.
2. Зона термического разупрочнения при МПС существенно меньше чем при РД наплавке.
3. Существует необходимость в разработке методики определения ремонтного давления в трубопроводе с учетом глубины температурного разупрочнения при наплавке стенки трубы.

Список используемой литературы

1. Рыбин В.А., Иванов В.А. Проблемы повышения энерго- и ресурсоэффективности при сооружении и реконструкции магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 7(32). С. 60–62.
2. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С. Восстановление работоспособности труб нефтепроводов. Уфа: Башкирское книжное издательство, 1992. 240 с.
3. Иванов В.А., Лысяный К.К. Надежность и работоспособность конструкций магистральных нефтепроводов. СПб.: Наука, 2003. 121 с.

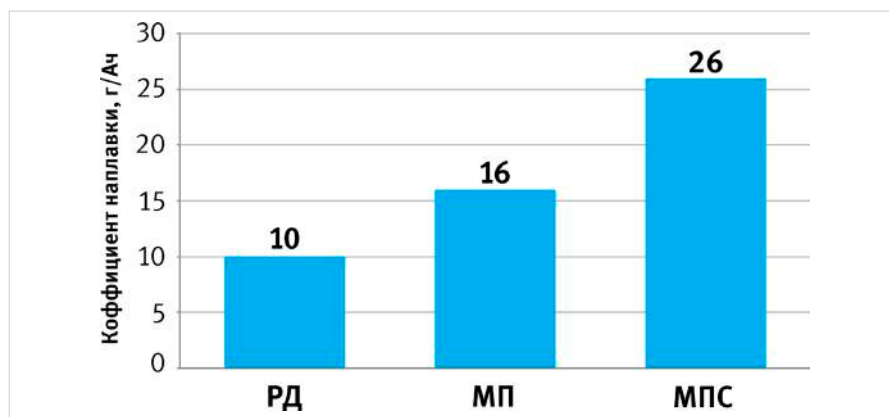


Рис. 3 — Производительность различных способов наплавки



Рис. 4 — Распределение тепла при РД и МПС наплавке (время нагрева 1 с)

ENGLISH

PIPELINE

Perspective technology of pipelines disaster recovery

UDC 622.692.4

Authors:

Vasily A. Rybin — assistant professor¹; vttec11@mail.ru

¹Transport of hydrocarbon resources department, Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The increased number of trunk pipelines failures in Russia indicates the occurrence of III stage of the life cycle of pipeline transport, characterized by a sharp decrease in the reliability and the need for urgent repairs. It requires the introduction of advanced searching and repair methods, one of which is the welding defects in the pipe wall cored wires.

Materials and methods

Welding with flux-cored wire.

Results

Studies have shown that the use of welding flux cored wire for repair of surface defects in the pipe wall is preferable than manual arc welding because reduces the depth of the thermal softening of the metal pipe repair area and improve the performance of repair work.

Conclusions

1. Repair the pipe wall using arc welding flux cored wire can increase productivity and quality of repair work.

2. Zone of thermal softening in surfacing flux cored wire is substantially less than in surfacing by manual arc welding
3. There is a need to develop methods for determining repair pressure in the pipeline considering the depth of the softening temperature when the tube wall surfacing.

Keywords

defects in the wall of the pipeline, welding, flux cored wire

References

1. Rybin V.A., Ivanov V.A. *Problemy povysheniya energo- i resursoeffektivnosti pri sooruzhenii i rekonstruktsii magistral'nykh truboprovodov* [Problems of increasing energy and resource efficiency in the construction and reconstruction of pipelines] *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 7, pp. 60–62.
2. Gumerov A.G., Zaynullin R.S. *Vosstanovlenie rabotosposobnosti trub nefteprovodov* [Recovery pipes in pipelines]. Ufa: Bashkirskoe knizhnoe izdatel'stvo, 1992, 240 p.
3. Ivanov V.A., Lisany K.K. *Nadezhnost' i rabotosposobnost' konstruktsiy magistral'nykh nefteprovodov* [Reliability and serviceability of the structures of trunk pipelines]. St. Petersburg: Nauka, 2003, 121 p.

Обновленный сайт компании «ЦЕЛЕР» — еще одно достижение юбилейного года

В.Ю. Гордеева

заместитель генерального директора по маркетингу¹

¹ООО «Целер», Самарская область, Россия

После того, как ты сделал что-то замечательное, нужно дать людям знать, что ты сделал что-то замечательное.

Джон Д. Рокфеллер

В год своего 15-я мы полностью обновили сайт нашей компании. При разработке нового сайта мы учитывали все изменения, которые произошли на нашем предприятии за последнее время: выпуск новой продукции, увеличение производственных мощностей, приобретение новой современной техники. Также мы старались сделать наш сайт максимально удобным для всех групп наших клиентов: представителей нефтяных компаний, подрядчиков, проектировщиков и тех, кто собирается использовать нашу продукцию впервые. Сайт организован таким образом, что каждый из них оперативно сможет найти нужную ему информацию.

В данной статье я хотела бы рассказать о тех нововведениях, которые принципиально отличают наш сайт от предыдущего варианта, и акцентировать ваше внимание на принципиально важных изменениях.

На **Главной странице** нашего сайта находится слайдер с продукцией, который является также интерактивным меню, позволяющим вам перейти в любой интересующий вас подраздел с теми или иными изделиями. Также в этот же раздел вы можете попасть, выбрав в **Главном меню** тематический блок **Продукция и НТД**. Вся производимая нами продукция представлена там в виде подробного каталога, где о каждой единице подробно рассказано, указана необходимая техническая информация, а также размещена фотогалерея, касающаяся всех этапов производства этого изделия — от изготовления до упаковки.

Хотелось бы обратить отдельное внимание, что на страницах посвященных различным видам изготавливаемых нами втулок (Нефтяной, Водной и Переходной), вы можете найти подробную пошаговую **Видеоинструкцию** по монтажу Втулки ЦЕ.

На **Главной странице** сайта вы также можете посмотреть **Видеопрезентацию** нашей компании, которая рассказывает об истории нашего предприятия, наших достижениях и производственных возможностях, а также планах на будущее. **Видеопрезентация** позволит вам совершить «виртуальную» экскурсию по нашему заводу и посмотреть на процесс производства наших изделий своими глазами.

Если вы захотите ознакомиться с **Географией нашей деятельности**, то в центральной части **Главной страницы** вы можете найти карту, которая наглядно иллюстрирует масштабность наших **Поставок**, а также показывает месторасположение **Проектных институтов** — партнеров. Здесь же, в центре **Главной страницы**, вы можете ознакомиться с нашими **Крупнейшими клиентами**, а также получить общее представление о производственных возможностях нашей компании на странице **Производственная площадка**.

Хотелось бы обратить отдельное внимание тех, кто собирается использовать нашу продукцию впервые. Специально для них мы создали страницу под названием **Справочные материалы**, которую поместили в самом низу каждой из страниц нашего сайта. Этот раздел представляет из себя список терминов, разделенных на тематические блоки, где мы подробно описываем каждый вид продукции и способ ее применения.

В разделе **О Компании** (в строке **Главного меню**) вы можете найти информацию о нашей **Истории**, **Основном профиле деятельности**, ознакомиться с **Публикациями** наших сотрудников в различных профильных изданиях. Здесь же вы можете скачать наш **Буклет** в формате pdf и **Технический каталог** (что особенно может быть интересно для работников проектных институтов), а подробная и красочная **Фотогалерея** даст вам замечательную возможность ознакомиться с нашим предприятием, производимой нами продукцией, а также производственными возможностями нашей компании.

Помимо этого, в разделе меню **О Компании** вы также найдете информационный блок **Контроль качества**, рассказывающий о том, какие лаборатории работают на нашем предприятии, чтобы обеспечивать выпуск качественной продукции, а также каким образом разработанная нами упаковка обеспечивает целостность изделий при транспортировке.

Отдельно хотелось бы обратить ваше внимание на подробную схему **«КАК РАБОТАЕТ НАШЕ ПРЕДПРИЯТИЕ»**, находящуюся в том же разделе — **О Компании**. Данная схема, сделанная в виде инфографики, подробно описывает все этапы проработки заказов на нашем заводе с момента получения заявки до отгрузки готовой продукции потребителям.

В разделе меню **Контакты** вы найдете не только схему расположения нашего завода и контактные данные, но и GPS координаты нашего предприятия.

Создавая наш новый сайт, мы стремились отразить в нем все наши новые достижения, сделать его удобным в пользовании и учесть интересы всех групп наших заказчиков. Мы очень надеемся, что нам это удалось. Приглашаем вас посетить наш новый сайт и надеемся увидеть вас в числе наших клиентов.



ООО «ЦЕЛЕР»
446441, Самарская область,
Кинельский район, Промышленная зона,
Балтийский проезд, 6
(846) 2000-264, 2000-265, 2000-168
www.celer.ru
celer@celer.ru



С нами
не жаркавеешь!

Предприятие основано в 1999 году.

Время работы:

Офис (по Москве)

8:00 — 17:00

Склад (по Москве)

8:00 — 17:00

Телефоны:

(846)

2000-168, 2000-264, 2000-265

e-mail: celer@celer.ru

О компании

Продукция и НТД

Производственные возможности

Патенты и сертификаты

Контакты

Нефтяная втулка ЦЕ

Поиск по продукции

Коротко о нас

Специализация нашего предприятия – производство деталей трубопроводов с полимерным антикоррозионным покрытием.

В месяц мы можем производить 25000 втулок и 2500 соединительных деталей трубопроводов с антикоррозионной изоляцией.

Клиентоориентированность – один из наших основных приоритетов. В отличие от многих заводов, мы сами реализуем нашу продукцию. Сотрудники отдела маркетинга сопровождают ваш заказ с момента получения заявки до отгрузки вам готовой продукции. Мы принимаем заказы от 1-ой единицы любого изделия нашего производства.

15 лет успеха

У нас нет дилеров и филиалов

Видеопрезентация компании "ЦЕЛЕР"



Новости

03/09
2014

На сайте мы разместили видеопрезентацию, в которой подробно рассказывается о нашей истории, производственных возможностях и планах на будущее. Приглашаем вас посмотреть нашу видеопрезентацию, чтобы совершить "виртуальную" экскурсию по нашему заводу.

01/08
2014

Мы сделали новый сайт, на котором собрали всю самую актуальную информацию о нашей продукции: технические характеристики, чертежи и фотографии изготовления и упаковки. Надеемся, вам понравится.

30/04
2014

В апреле мы изготовили и реализовали 31000 Втулок ЦЕ – на данный момент это наш беспрецедентный рекорд по количеству произведенных и реализованных за 1 месяц Втулок. Именно такое рекордное количество заказов мы получили в апреле этого года

География деятельности

Крупнейшие клиенты

Производственная площадка

Поставки

Проектные институты



Контроль качества

- Лаборатории группы контроля
- Лаборатория неразрушающего контроля
- Лаборатория разрушающего контроля
- Химическая лаборатория



9001-2011

Сертификация ISO
С 2005 года наша организация аккредитована по Международной Системе Менеджмента Качества ИСО-

Упаковка и доставка

Упаковка, разработанная нашим предприятием, полностью обеспечивает безопасную транспортировку любого вида продукции Заказчику. Мы организуем различные способы доставки нашей продукции по согласованию с Заказчиком: автотранспортом, контейнером, ж/д транспортом. Возможны другие варианты.



Помощь клиенту

Справочные материалы

Новые технологии в производстве труб



УРАЛТРУБПРОМ



ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

ГОСТ Р 53366, API 5CT (9 редакция)

Группы прочности: N40, J55, K55

РАЗМЕРЫ

146,1x6,50-8,50
168,3x7,32-8,94

177,8x5,87-8,05
219,1x6,71-12,70

244,5x7,92-13,84
273,1x7,09-16,50

323,9x8,50-14,00

ДЛИНА ТРУБЫ — 7,62-12,8 м

Типы резьбовых соединений:
SC, LC, BC, OTTM, OTTG

Подробнее на сайте
www.uraltrubprom.ru



УРАЛЬСКИЙ
ТРУБНЫЙ ЗАВОД

623107, Свердловская область,
г. Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28
тел.: +7 (3439) 297-539, 297-540
+7 (3439) 297-538, 297-534
e-mail: market@trubprom.com

Анализ методов забора донных осадков нефтешламонакопителей, твердых нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов

М. Суворов

старший эксперт¹

suvorov@nefteshlamy.ru

¹НЕФТЕШЛАМЫ.РФ, Москва, Россия

На рынке РФ и соседних государств, в частности Казахстана, существует десятки, а то и сотни компаний, специализирующихся на переработке жидких нефтешламов, так называемых верхних эмульсионных слоев. Эти компании уже давно научились сравнительно быстро отбирать верхние слои шламонакопителей, проводя их предварительную фильтрацию непосредственно в шламонакопителе или на берегу, в последующем различными методами выделяя углеводородную фазу и переводя ее в товарный продукт разного уровня качества и назначения.

Ключевые слова

нефтешлам, шламонакопитель, утилизация, сепарация, струйная очистка

Основные сложности при утилизации возникают в момент, когда вся жидкая фаза уже выбрана и подрядчик сталкивается с необходимостью подъема и переработки донных нефтешламов, представляющих из себя густую пастообразную или рассыпчатую массу, зачастую с большим количеством крупных включений (твердых бытовых отходов), волею судьбы в разное время нелегально или ошибочно сваленных в шламонакопитель. Более того, вслед за удалением донных отложений, в большинстве случаев требуется еще очистить нефтезагрязненные грунты вокруг шламонакопителя.

В российской прессе и Интернете существуют сотни статей, описывающих современные и традиционные методы переработки нефтешламов. В данной статье мы рассмотрим большинство из них с новой точки зрения. Попробуем разобраться, какие же способы забора и подачи твердого нефтешлама требуются для той или иной технологии и какие из существующих методов их наилучшим образом удовлетворяют.

Для начала рассмотрим самые распространенные технологии переработки нефтеотходов:

Термидеская утилизация — термодеструкция, термодесорбция и прочие сходные способы обезвреживания

Как правило, размер перерабатываемой твердой фазы ограничивается 20–100 мм из-за необходимости дозированной подачи шлама в камеру сгорания, что в большинстве случаев достигается либо винтовыми конвейерами, либо ленточными транспортерами.

К примеру, отечественный изготовитель термодеструкционных установок Фактор

предпочитает загружать шлам непосредственно в приемный вибробункер, находящийся выше камеры сгорания. Таким же методом подается шлам в установку OSS японской корпорации NRS.

Импортные производители термодесорберов вроде немецкой AVA Econ Industries используют более экзотические методы загрузки — заполненная шламом воронка герметизируется, а ее содержимое засасывается в камеру сгорания.

Биодеструкция, биоремедиация

Метод характеризуется большой площадью, на которой происходит разложение углеводородной фазы с помощью бактерий. Требуется применения тяжелой техники — экскаваторов и грейдеров для регулярного «ворошения» перерабатываемого шлама. Зачастую, для этого достаточно эффективно используются даже простейшие образцы сельскохозяйственной техники.

Сепарация, центрифугирование, разделение на декантерах и центробежных сепараторах

Современные двухфазные декантеры от ведущих европейских производителей — Alfa Laval, GEA-Westfalia и Flottweg — позволяют перерабатывать шламы с содержанием «сухого» вещества до 60%. Таким образом, они подходят как для сепарации буровых шламов, так и донных отложений с участием разжижающего агента (как правило — горячей воды). Процесс разжижения происходит либо в промежуточных усреднительных емкостях, оборудованных мешалками, либо в момент забора шлама из амбара. Как правило, если из резервуара откачку можно



Самодельное понтонное устройство с установленной на ней грязевой помпой. Вода для размыва подается на зафиксированный ствол брандспойта

производить путем присоединения насоса к сливному патрубку, то для амбаров метод требует применения насосного откачивающего оборудования или применения понтонных шламосборных устройств.

Зачастую, метод центрифугирования применяется вместе с методами термической утилизации. Один из пионеров смешанной технологии — немецкая EISENMANN, где после двухфазного декантера твердая фаза поступает во вращающуюся печь.

Метод струйной очистки

Достаточно новый метод, представленный в России в основном установкой УОГ-15 от НПО Декантер. Метод, основанный на отмывании грунта, песка и других, мелких мехпримесей от углеводородов путем создания высокой нагрузки на шлам в специально сконструированном эжекторе с диаметром рабочего сопла 6–8 мм. Из-за столь жестких ограничений по размеру частиц, метод отличается высокой степенью проработки узла подготовки шлама и может работать практически с любыми методами забора шлама.

В 2014 году струйный аппарат от установки УОГ-15 был впервые успешно применен на заводе Азербайджанской компании SOCAR в связке с сепарационной установкой компании G-Force, что позволило, наряду с высокой степенью очистки воды и углеводородной фазы, одновременно обеспечить снижение содержания углеводородов в песке до немыслимых для центрифуги 200–300 ppm.

А теперь перейдем непосредственно к методам забора шлама:

Откачивающие насосы и платформы

Зачастую, для отбора донных осадков используются то же оборудование, которое удаляло верхние слои. Однако, это возможно только при наличии возможностей по интенсивному размыву спекшихся отложений горячей водой или паром.

Для этих целей подойдет любое устройство, позволяющее в ручном или автоматическом режиме регулировать направленную подачу кипятка одновременно с регулировкой заборного устройства. Зачастую, такие устройства создаются инженерами-умельцами из числа сервисных бригад подрядчиков непосредственно в местах утилизации отходов.

Слабым звеном такого метода является, как это ни странно, защитная сетка, установленная на входе в шламосборный рукав. Эта сетка не позволяет забирать крупные включения и, как следствие, данный метод требует последующей финишной ручной чистки дна амбара.

Вакуумный метод

Забор рукавом вакуумного насоса достаточно широко применяется в нашей стране, особенно с использованием российских вакуумных автомобилей, зачастую машин-ассенизаторов. Изредка метод комбинируют вместе с подачей пара с одновременным размывом паром или горячей водой.

Метод хорош своей простотой и доступностью, однако граница эффективности его применения находится где-то в промежуточных слоях между жидкой фазой и пресловутым донным осадком — там, где шлам по консистенции напоминает желе, однако



Плавающая платформа НПП. Совместная разработка НПО Декантер и Alfa Laval. Оборудована регулируемым заборным устройством и размывающими форсунками. За счет лебедок может передвигаться как «на лыжах» даже по дну амбара



Guzzcavator от американской компании Guzzler — благодаря удобной выгрузке может забрать даже нефтезагрязненный грунт



Старый добрый безотказный отечественный «илосос» на шасси ЗИЛ

увеличивает свою «подвижность» с ростом температуры.

Экскаваторы и погрузчики

На сегодняшний день применение экскаваторов и меклопат это самый простой, доступный и дешёвый метод загрузки шлама. Применяется для любых типов шламов, независимо от вязкости, плотности, размера крупных включений и мест их расположения.

Основным слабым звеном данного метода, заставляющим производителей придумывать экстракторы и плавающие платформы, является невозможность большинства оборудования по переработке нефтешламов работать с сырьем, подаваемым ковшовым методом — где размер твёрдой фракции может достигать размеров 200-литровой бочки, утупленной в свое время в шламонакопителе.

Таким образом, данный метод может применяться только на установках типа УОГ-15, где уделяется большое внимание предварительной подготовке и сортировке входящей твердой фазы.

Экстракторы и мини-бульдозеры

Метод, крайне распространенный при очистке резервуаров. Его практикует

достаточно большое количество компаний — в частности, лидерами этого метода являются английская NESL и американская ARES Robotics.

Отличается высокой безопасностью и за счет непрерывной откачки шлама по рукаву большого диаметра — отличной производительностью. Однако, не приемлем для наших шламонакопителей: в первую очередь по причине огромного количества крупных включений, присутствующих на дне любого шламонакопителя. И если защитная сетка еще может спасти дорогостоящую технику от кирпича или куска древесины, то любой моток проволоки, скорее всего, выведет оборудование из строя.

Выводы

В 20 веке, в период когда закладывались основные современные методы переработки твердых и жидких нефтешламов, разработчики технологий пошли двумя путями. Одни сделали ставку на предварительную сортировку и сепарацию нефтешлама непосредственно в шламонакопителе. В этом случае происходит применение оборудования для обработки жидкого, густого нефтешлама, твердого донного осадка и нефтезагрязненный грунт.

(когда одно оборудование сменяет другое, последовательно отбирая жидкий нефтешлам, густой, донный осадок и, наконец, нефтезагрязненный песок или грунт.)

Другие приложили максимум усилий к тому, чтобы сделать свое оборудование «всесядным», позволяя ему перерабатывать практически любой шлам по консистенции и состоянию.

На сегодняшний день можно сделать предварительные выводы о том, что судя по всему на рынке в конечном итоге закрепятся последователи второго пути. С точки зрения автора статьи, это обусловлено неоспоримой простотой метода ковшовой подачи. Зачастую трудоемкость подъема шлама из шламонакопителя и транспортировки его до точки переработки, даже находящейся в непосредственной близости от шламонакопителя (амбара), составляет до 50% всех затрат. В этих условиях возможность в течение нескольких минут ковшем погрузчика или экскаватора (в том числе и на больших шламонакопителях (амбарах) — с вылетом стрелы экскаватора до 50 метров) загрузить 1 тонну шлама колоссально меняет экономику процесса. Главное, чтобы оборудование смогло принять то, что в него загрузит тяжелая техника.



Забор шлама ковшовым погрузчиком. Время погрузки 1,5 кубов шлама — около 2 минут. Позади техники видно практически чистое дно амбара



Экстрактор с дистанционным управлением от ARES Robotics



Загрузка шлама в термодеструкционную установку трактором с экскаваторными навесками разного типа



Мини-бульдозер, управляемый оператором, от компании NESL

ПЛАМЯ

8 495 229 40 70
8 800 775 40 70
e-mail: info@plamya-ei.ru

КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Российская Федерация
125993, г. Москва, Волоколамское шоссе, дом 2,
строение 1, офис 23-01



WWW.PLAMYA-EI.RU



СИСТЕМЫ ГАЗОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

Автоматические установки ГПТ
на основе:

- Аргона (ARGOSYSTEM®)
- Инергена (INERTSYSTEM)
- Азота (AZOTOSYSTEM)
- CO₂
- Хладонов (125, 227ea)
- NOVEC EI MX 1230



СИСТЕМЫ ПЕННОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

- Баки-дозаторы
- Пенные камеры
- Водопенные мониторы
- Стационарные вышки с
передвижной платформой
- Генераторы пены
- Системы подслойного и
полуподслойного ПТ



СИСТЕМЫ ВОДЯНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

- Системы пожаротушения
тонкораспыленной водой
высокого давления **EI MIST**
- Системы спринклерного
и дренчерного пожаротушения



РЕЗЕРВУАРНЫЕ ЕМКОСТИ для ПОЖАРНОГО ЗАПАСА ВОДЫ (СБОРНЫЕ)



ЕИ-МИГП ИЗОТЕРМИЧЕСКАЯ ЕМКОСТЬ с CO₂ от 2000 до 30 000 л



ПОЖАРНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ в БЛОК-БОКСАХ РАЗЛИЧНЫХ МОЩНОСТЕЙ

ЗАЩИТА БЕЗ КОМПРОМИССОВ!

- Экспертиза технических решений по противопожарной защите объектов
- Разработка и согласование инженерно-технических и проектных решений в надзорных органах
- Все виды проектирования
- Поставка пожарно-технического оборудования в любой регион России и СНГ
- Производство монтажных и пусконаладочных работ
- Организация технического обслуживания
- Огнезащитная обработка

Склады нефти и нефтепродуктов. Современные решения обеспечения пожарной безопасности

Приказом МЧС России от 26.12.2013 № 837 утвержден свод правил СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности». Данный свод правил введен в действие с 1 января 2014 г.

В приложении Б к СП 155.13130.2014 (Особенности проектирования систем газового пожаротушения с применением модуля изотермического с двуокисью углерода) впервые указано, что для тушения вертикальных стальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами емкостью до 10000 м³ допускается применять установки газового пожаротушения, оснащенные МИЖУ и даны указания по проектированию данных установок.*

Противопожарная защита для нефтегазовой отрасли - это важная часть при проектировании и разработке любых новых объектов. Специфика производства, работа с горючими и даже взрывоопасными материалами обуславливает высокие требования к системам пожаротушения.

Сегодня отличной альтернативой традиционным решениям, таким как пенное и водяное пожаротушение, может служить установка газового пожаротушения, тушащим агентом которой является двуокись углерода.

Введение в действие СП 155.13130.2014 существенно расширяет область применения МИЖУ.

Изотермический модуль обеспечивает:

- подачу жидкой двуокиси углерода (ЖУ) по массе из резервуара через запорно-пусковое устройство и систему трубопроводов к насадкам;
- заправку, дозаправку и слив ЖУ;
- длительное бездренажное хранение ЖУ в резервуаре при давлении 2,0-2,1 МПа и периодически работающих холодильных агрегатах (ХА) или электронагревателях в условиях температуры эксплуатации от -45 до +50 °С;
- контроль давления и массы ЖУ при заправке и эксплуатации;
- возможность замены или снятия на поверку контрольно-измерительных приборов;
- возможность проверки и настройки предохранительных клапанов без сброса давления из резервуара;
- освидетельствование резервуара в соответствии с требованиями Госгортехнадзора.



Использование изотермических модулей ЕИ-МИГП целесообразно с технико-экономической точки зрения. Объекты, подлежащие защите, зачастую имеют большую площадь, что требует хранения нескольких тысяч килограмм СО₂. При одинаковом количестве хранимого огнетушащего агента, установка МИЖУ занимает меньшую площадь в сравнении с модулями газового пожаротушения с баллонами.

Модуль ЕИ-МИГП состоит из резервуара под давлением с воздухонепроницаемой оболочкой и подсоединенных к нему трубопроводов. Установка оснащена параллельной системой наполнения газа и выпуска жидкости, распределительными и контрольными клапанами для фазы наполнения и разрядки, испарителем для восстановления давления хранимой жидкости, предохранительными клапанами, манометром, сигнализатором уровня и другими устройствами.

Каждый резервуар оснащен двумя холодильными установками, которые поставляются предварительно собранными, установленными на единой раме и предназначаются для поддержания жидкого СО₂ в резервуаре при температуре -20°С. Холодильные установки укомплектованы всеми необходимыми автоматическими устройствами, устройствами контроля массы, а также электрическими щитами контроля и управления во взрывобезопасном исполнении.

Модули ЕИ-МИГП являются надежным и проверенным средством противопожарной защиты. Наша компания успешно внедряет модули ЕИ-МИГП на объектах различной сложности на всей территории РФ. Оборудование имеет все необходимые сертификаты.

Более подробную информацию
Вы сможете получить у наших специалистов.

* МИЖУ - модуль изотермический для жидкой двуокиси углерода.
Согласно обозначениям и сокращениям СП 155.13130.2014

ПЛАМЯ

8 495 229 40 70

8 800 775 40 70

Ограждение топливно-энергетических комплексов





FENSYS®

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ОГРАЖДЕНИЙ

Компания «Системы ограждений» представляет на российском рынке современные системы ограждений FENSYS с 2005 года.

С запуском новейшей автоматизированной линии немецкой фирмы IDEAL по производству современных систем ограждений на собственном заводе в г. Боровичи Новгородской области, производство выпускаемой продукции достигло до 840000 м.п. в год, что позволяет закрыть основные потребности россиян в сварных сетчатых ограждениях.

Технологическая линия завода FENSYS специально разработана и предназначена исключительно для единого цикла производства систем ограждений. Компоненты FENSYS включают в себя: решетчатые панели металлических ограждений, распашные и откатные ворота, калитки, столбы, насадки для крепления колючей проволоки, АКЛ СББ, АКЛ ПББ, крепежные элементы и аксессуары.

Ограждения FENSYS включены в Программу повышения антитеррористической защищенности объектов энергетики Российской Федерации. Уже на старте Программы системы FENSYS были установлены на ряде объектов, том числе и на энергетических объектах.

Компания «Системы ограждений» плодотворно сотрудничает с такими государственными корпорациями как Росатом, Транснефть, Газпром, РЖД, и др. В НИИ этих корпораций системы ограждений FENSYS прошли полный цикл сертификации.



Системы ограждений FENSYS неоднократно были отмечены Дипломами Международных специализированных выставок за высокое качество и современный дизайн продукции.

- 20 лет** **НАДЕЖНОСТЬ**
20 лет гарантии на системы ограждений FENSYS
- Nano Ceramic** **ДОЛГОВЕЧНОСТЬ**
Нанокерамическая обработка металла по технологии Henkel
- Zn цинк** **СТОЙКОСТЬ К КОРРОЗИИ**
Компоненты FENSYS защищены горячим цинкованием
- RAL polymer** **РАЗЛИЧНЫЕ ЦВЕТА**
Полимерное покрытие по каталогу RAL



www.fensys.ru

Модернизированный AIP-10SH для суровых условий эксплуатации

С.В. Фролов

руководитель продуктового направления
«Датчики давления»¹

¹ООО НПП «Элемер», Москва, Россия

Серия малогабаритных микропроцессорных датчиков давления AIP-10SH — специальное предложение от НПП «ЭЛЕМЕР» для измерения давления в суровых условиях. Высокая достоверность и стабильность измерений давления при воздействии крайне низких температур, контакте с агрессивными средами, в жесткой электромагнитной обстановке, в условиях высокой вибрации на открытых полевых участках без обогрева и укрытия — это задача, с которой успешно справляются приборы серии AIP-10SH.

Применение цифрового протокола HART в серии датчиков давления AIP-10SH открывает новые возможности по удаленной и/или локальной конфигурации и калибровке датчика, получению диагностической и служебной информации о состоянии прибора, передаче измерительной информации в цифровом виде, простой организации измерительной сети.

Высокая стойкость к агрессивным средам

AIP-10SH легко справляется с такой задачей, как измерение давления при контакте с агрессивными или вязкими средами. Кислоты, щелочи, нефтепродукты, включая нефть, мазут, бензин, дизельное топливо — это наиболее часто встречаемые среды в нефтехимической промышленности, где AIP-10SH может долговременно измерять давления с высокими метрологическими показателями.

Большой выбор материалов мембран — нержавеющая сталь 316L, хастеллой, керамика на основе оксида алюминия, а также уплотнительных колец из витона (V) и стеклонаполненного фторопласта (PTFE) значительно повышают коррозионную стойкость датчика.

Датчики AIP-10SH имеют практически все виды исполнений: взрывобезопасные (Exia, Exd), атомное повышенной надежности (A), морское (OM), что делает возможным применение приборов во всех отраслях промышленности.

Датчик готов работать в любых климатических условиях

На объектах добычи и транспортировки газа и нефти датчики давления зачастую эксплуатируются при низкой температуре на открытых технологических позициях без дополнительного обогрева и укрытия.

Широкий температурный диапазон от -60 до $+80^{\circ}\text{C}$, высокая степень защиты от пыли и влаги (IP67), низкая дополнительная температурная погрешность ($0,08\%/10^{\circ}\text{C}$) обеспечивают надежность работы датчиков давления AIP-10SH с заявленными метрологическими характеристиками при низкой температуре и при высокотемпературных условиях эксплуатации.

Высокая вибростойкость

Высокий уровень вибрации на промышленных объектах за короткое время может вывести из строя любой прибор. В отличие от традиционных приборов AIP-10SH



готов противостоять высокой вибрации, сохраняя заявленные метрологические характеристики.

Благодаря примененным схемотехническим и конструктивным решениям датчики АИР-10SH устойчивы к высокому уровню вибрации что соответствует группам V2, G1 и G2 по вибростойкости (ГОСТ Р 52931-2008).

Сенсоры с пятикратным запасом прочности

Гидроудары и резкие скачки давления — эти явления нередко случаются в процессе эксплуатации трубных систем. Многие приборы не готовы выдерживать такие перегрузки по давлению и выходят из строя. Сенсоры, применяемые в датчиках давления АИР-10SH имеют пятикратный запас прочности относительно верхнего предела измерений. В датчиках АИР-10SH штуцерного присоединения (ДИ, ДА, ДИВ, ДГ) применены современные сенсоры ведущих зарубежных производителей с металлической разделительной мембраной.

Высокий уровень надежности

Применение новых схемотехнических решений в датчиках давления АИР-10SH обеспечивает высокую защищенность от всех известных промышленных помех и позволяет этим приборам безотказно функционировать в самых жестких условиях электромагнитной обстановки.

АИР-10SH относится к самой высокой группе по электромагнитной совместимости (ЭМС) — группе IV с критерием качества функционирования А.

Основные технические характеристики датчика давления АИР-10SH:

- Погрешность — $\pm 0,1\%$, $0,2\%$, $0,5\%$;
- Дополнительная температурная погрешность — от $0,08\%/10^\circ\text{C}$;
- Глубина перенастройки диапазона — 1:40;
- Верхние пределы измерений:
 - абсолютное давление (ДА) — 4 кПа...2,5 МПа;
 - избыточное давление (ДИ) — 0,4 кПа...100 МПа;
 - избыточное давление-разрежение (ДИВ) — ± 5 кПа... $(-0,1...+2,4)$ МПа;
 - дифференциальное давление (ДД) — 0,4 кПа...2,5 МПа;
 - гидростатическое давление (ДГ) — 1,6 кПа...250 кПа.
- Единицы измерения: Па, кПа, МПа, кгс/см², кгс/м², атм., mbar, bar, мм.рт.ст., мм.вод.ст.;
- Выходной сигнал — 4...20 мА/ HART;
- Конфигурирование — HART-протокол;
- Климатические исполнения — C2* ($-60...+70^\circ\text{C}$), C2 ($-40...+70^\circ\text{C}$), C3 ($-10...+70^\circ\text{C}$), ($-25...+70^\circ\text{C}$), T3 ($-25...+80^\circ\text{C}$);
- Пылевлагозащита — IP65, IP67;
- Варианты исполнения — общепромышленное, Ex (ExialICT6 X), Exd (1ExdIICT6), A (атомное повышенной надежности), OM — морское;
- Светодиодный 4-х разрядный индикатор в двухсекционном корпусе АГ-15;
- Вибростойкость — группы G1 и G2 (2000 Гц /10 г /0,75 мм) — по ГОСТ Р 52931-2008;
- Электромагнитная совместимость (ЭМС) — IV-A;
- Средний срок службы — 12 лет;
- Межповерочный интервал — 3 года (класс 0,1%), до 5 лет (класс 0,2%, 0,5%);
- Гарантийный срок эксплуатации — 5 лет (7 лет для атомного исполнения).

Суровые условия не помеха в работе АИР-10SH — новому датчику давления производства НПП «ЭЛЕМЕР»!



ООО НПП «ЭЛЕМЕР»

Москва, Зеленоград, пр-д 4807, д. 7, стр. 1

Телефоны:

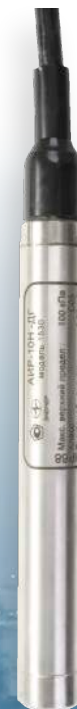
Горячая линия службы технической поддержки — 8-800-100-5147

Отдел продаж и технической поддержки: (495) 988-48-55, (495) 925-51-47

Выставочно-консультационный офис г. Москва:

ул. Большая Марьинская, д. 9, стр. 1, офисы 113, 306

Телефоны: (495) 615-61-97, (495) 602-46-90, (495) 787-25-51, (495) 981-54-47



О выборе программного обеспечения для департаментов МТО и логистики нефтяных сервисных компаний

А.П. Ключков

менеджер по закупкам и логистике¹

a.klochkov@burt.ru

¹ООО «БурТрейдСервис», Москва, Россия

В статье анализируется целесообразность использования Excel в закупочно-логистической деятельности департаментов материально-технического обеспечения и логистики в нефтепромысловом бизнесе, а также предлагается проверенный годами подход к организации департаментов МТО и логистики в части применения программного обеспечения. А именно предлагается использовать простые СУБД, в частности СУБД «FileMaker Pro». Приводится пример внедренного программного решения «Закупочно-логистическая система» с подробным описанием функциональности, требуемой для департаментов МТО и логистики в сервисных нефтепромысловых компаниях.

Материалы и методы

Использована литература, связанная с организацией цепей поставок и применением программного обеспечения.

Использован 25-летний опыт работы в области поставок в нефтяной отрасли.

Ключевые слова

МТО, закупки, логистика, программное обеспечение, СУБД, ERP, FileMaker Pro

Данная статья написана специалистом по закупке и логистике, который проработал в этой области более 20 лет. Она посвящена выбору программного обеспечения (ПО) для департаментов МТО и логистики (далее эти департаменты для краткости будут обозначаться как МТОиЛ).

Хочется поделиться с коллегами результатами своей многолетней практики и продемонстрировать руководителям небольших компаний или МТОиЛ возможный вариант организации эффективной работы.

1. Нужно ли специализированное ПО?

Не ошибусь, если скажу, что все специалисты, работающие в МТОиЛ, в той или иной степени используют Excel. Правильно или неправильно это? Нет определенного ответа на этот вопрос. В разных компаниях, в силу разного направления бизнеса, разных подходов к бизнесу, а также в силу различного объема информации, которую приходится «переваривать» специалистам МТОиЛ, Excel применяется в разной степени.

И это логично по следующим простым причинам:

- Excel (по крайней мере, его основные функции) очень прост в применении, и нагляден в представлении информации другим участникам бизнес-процессов и руководства;
- для создания рабочих таблиц в Excel никто не думает звать программиста, а делает все сам.

Да, если не углубляться, кажется, что это идеальный и достаточный инструмент. Но все хорошо, пока объем информации не начинает вырастать. Огромный объем и разнообразие информации, с которой работают специалисты МТОиЛ это самый «страшный» момент в нашей повседневной деятельности. Как только этот объем вырастает до более или менее больших размеров, достоинства Excel начинают превращаться в недостатки.

Самый главный из них — плоскость экселевских таблиц. Здесь я имею в виду следующее. В работе МТОиЛ всегда присутствует некая иерархия уровней информации. Например: есть рамочные договоры, в каждом договоре есть спецификации. В каждой спецификации имеются конкретные строки. То есть мы уже получаем три уровня иерархии. Причем количество договоров, спецификаций и строк спецификаций может быть огромным — до сотен и более. И вот здесь уже достаточно проблематично использовать Excel. Можно кое-как связать договоры и спецификации к ним. Но двигаться дальше, и отобразить еще и строки данных спецификаций будет уже очень тяжело. Можно вставлять строки и раздвигать таблицу все дальше и дальше вниз. Но

затем работать с такой таблицей становится для пользователя крайне напряженно. А раз напряженно — значит, есть возможность ошибок.

А ведь еще требуется как-то учитывать — какие оплаты планируются и сделаны по данным договорам и спецификациям. Нужно учитывать поставки, связанные с договорами и спецификациями. И вот здесь специалисту приходится плодить разные файлы, с большим количеством вкладок. К тому же и обмениваться данными файлами с коллегами.

Затем наступает время отчетности. Делается какой-то новый сводный файл. Информация в данном файле, как правило, не вычисляется, а вносится методом в печатывания или методом copy-paste. Отчет всегда нужен срочно. В пылу подготовки можно взять не самые последние данные. И всегда есть неуверенность в достоверности данных.

Возможно, это не про вашу организацию. Но, согласитесь, картина знакомая. Кто-то может возразить, что нужно более четко организовывать свою работу. Да можно. Но при работе с Excel, это требует слишком большой концентрации внимания. Особенно с большими экселевскими таблицами.

Чего не хватает Excel, когда объем информации начинает увеличиваться? Попробуюсь сформулировать.

1. Плоскость — невозможно уйти в глубину вниз по иерархии данных.
2. Вынужденное расширение рабочей области вправо и вниз. Постепенно это становится крайне неудобным и ведет к рассеиванию внимания и, соответственно, к возможным ошибкам.
3. При использовании чужих таблиц (да и своих, сделанных давно), чтобы понять их содержимое приходится смотреть почти в каждую ячейку, чтобы посмотреть какая там формула, и есть ли она вообще.
4. Огромное разнообразие подходов к представлению информации от разных людей. Каждый раз приходится воспринимать что-то новое, и на это тратится драгоценное время.
5. С той же легкостью, с которой можно создать формулу в ячейке, можно эту формулу и сломать.

Почему я так подробно рассуждаю о недостатках Excel? Потому, что именно эти недостатки могут быть устранены в следующем шаге развития программных инструментов для МТОиЛ. Речь идет о Системах Управления Базами Данных (СУБД).

2. Использование СУБД

СУБД это уже абсолютно другой уровень развития ПО для МТОиЛ. И даже всего предпочтения и даже группы предприятий.

СУБД это по сути те же таблицы, только связанные друг с другом. Связанные, не вдаваясь в программные детали, — означает, что разные таблицы как бы «видят» друг друга. И, что самое полезное — связанность позволяет быстро переходить от одной таблицы (точнее, от записи в таблице) к связанному записям в другой таблице. Другими словами, вы имеете много таблиц, и для того чтобы найти нужную информацию, не надо думать, какую таблицу открывать, и где в её дебрях папок на своем компьютере искать. Просто нажимаем кнопку — и попадаем в правильное место, «на нужную строку» правильной таблицы.

Эта простая возможность ведет к поиску фантастическим результатам в практическом применении. Рассмотрим тот же пример.

Мы заключаем рамочный договор с поставщиком, а потом постепенно дополняем данный договор спецификациями. В СУБД это отображается так — одна таблица содержит договоры, другая содержит спецификации. Эти таблицы связываются определенным образом, и мы имеем возможность из таблицы договоров создавать, а потом и «видеть» все из спецификации. Аналогично строится и содержимое самих спецификаций — есть таблица спецификаций и связанная таблица строк спецификаций.

Такая взаимосвязь дает нам главное преимущество СУБД — быстроту и точность нахождения нужной информации, и возможность более комфортной работы с информацией.

Другой аспект, который также крайне важен для нормальной деятельности департамента, это работа в едином информационном пространстве. Очень важно не плодить большое количество дубликатов с одной и той же информацией, а иметь одно место, в котором могли бы работать все заинтересованные лица.

СУБД предоставляет эту возможность.

СУБД бывают очень разными. Образцом мощнейшей СУБД является, например, система бронирования и продажи ж/д билетов. Наверное, каждый испытал фантастические возможности данной системы на себе. И в данном случае никому не придет в голову использовать для этих целей Excel.

3. Сложные СУБД

Рынок программных решений, предназначенных для закупок и логистики достаточно широк. Примерами СУБД, на базе которых сделано большое количество приложений на рынке программных решений, являются SAP, Oracle, 1C.

Как эти системы применяются? Упрощенно применение подобных решений заключается в следующем. Компания-разработчик создаёт некое мощнейшее универсальное решение, функциональность которого должна подходить всем департаментам, работающим в схожем бизнес-направлении. Например, подходить для задач департаментов закупок. И нужна лишь настройка этого универсального решения, которой занимаются отдельные компании — дивелоперы. Для этого они изучают бизнес-процессы компании — заказчика (или группы компаний). Затем совмещают

возможности решения и потребности бизнес-процессов заказчика.

Внедрение подобных систем является достаточно дорогостоящим, длительным и психологически сложным мероприятием. Не всегда заказчик знает, — что ему нужно. Не всегда он знает потенциальные возможности предлагаемых решений. Не всегда дивелопер может разобраться в бизнес-процессах заказчика. Усугубляет ситуацию то обстоятельство, что современные решения достигли такого сложного уровня, что одному специалисту компании-дивелопера, может быть, даже и не под силу охватить всё. Поэтому сейчас дивелоперы работают уже только командой. Минимум команды это консультант, который должен хорошо понимать в бизнес-процессах и программист, который будет воплощать мысли консультанта непосредственно в программный код. От качества работы консультанта, от того, как он сможет понять процессы заказчика, как хорошо он может объяснить задачу программисту, зависит практически, будет ли успешным проект или нет. Как известно, далеко не все подобные проекты заканчиваются успешно.

Помимо больших затрат есть ещё не очень приятный аспект для конечных пользователей — в результате внедрения специалистам МТОИЛ почти наверняка придется подстраиваться под функциональность программного решения и отходить от привычного подхода в работе. Звучит это достаточно безобидно, но в реальной жизни для закупщиков и логистов это может стать очень серьёзной проблемой. Вплоть до неприятия новой системы. В итоге, затрачиваются огромные деньги, система формально сдается в эксплуатацию, но не находит поддержки у пользователей. А когда нет поддержки, находится любой пустяк, который пользователем можно быть раздут в непреодолимую проблему.

Я не хочу никоим образом очернить внедрение сложных СУБД. Для крупных компаний — от нескольких тысяч человек, это единственно правильный путь существования в современном бизнесе. Бизнес-процессы в них очень сложные уже даже потому, что там работает много сотрудников. Сложные задачи неизбежно влекут за собой непростые решения. По-простому не получится. И ПО для МТОИЛ должны в данном случае стать частью общей системы управления предприятия, или системы ERP (Enterprise Resource Planning), как часто называют подобные системы.

Хочется обратить внимание тех компаний, которые намерены продвинуться до уровня использования сложных СУБД, что процесс внедрения является архисложным. И без напряжения со стороны заказчика результата можно и не достичь. Здесь нельзя подходить так: мы платим деньги — значит должны получить готовое решение. Основное объяснение этому «нельзя», на мой взгляд, является следующая мысль. Никто лучше, чем сами специалисты компании, не понимает в бизнес-процессах конкретной компании. Они работают с этими бизнес-процессами каждый день, порой годами. А консультанту крайне сложно вникнуть в данный процесс всего за месяц, который обычно берется на предварительное изучение.

Из-за огромной стоимости владения (стоимость лицензий, внедрения и последующей поддержки) сложные СУБД являются неподъемными для небольших и совсем маленьких компаний. Я бы назвал такими компаниями организации с количеством сотрудников до 300, имеющих МТОИЛ от 1 до 25 человек.

Для данных компаний логично использовать более простые решения. Основная задача данной статьи и состоит в описании одного из таких решений.

4. Индивидуальный подход к решению задач департаментов закупок и логистики

Подход состоит в следующем — для организации реально эффективной работы МТОИЛ я рекомендую «выращивать» своё программное решение, а не пользоваться готовыми.

Почему своё? Я считаю, и это основано на моём огромном опыте, что любая компания уникальна и имеет свои нюансы. Готовые программы однозначно не решат все нужные задачи и заставят вас дополнительно пользоваться какими-то другими инструментами типа Excel. Решение, разработанное специально под компанию, сделает вашу работу на порядок эффективней и, что немаловажно, — приятней.

Данный подход предназначен в основном для руководителей думающих, желающих выстроить стройную и эффективно работающую систему для своих сотрудников.

Как можно «вырастить» свою систему?

Идеальный вариант — сочетание пользователя (закупщика или логиста) и программиста в одном лице. Настоящий энтузиаст, на мой взгляд, может сделать это сам. Проверил это на своём опыте.

Другой вариант — взять программиста в штат или на проект по внедрению ПО. Но с ним придётся провести перед монитором немало часов, работая над концепцией функционирования решения и её интерфейсом. Программист может хорошо сделать работу только при хорошо поставленной задаче и при неусыпном контроле со стороны заказчика.

Программист должен сделать основную работу — создать программное решение, с которым можно выполнять основные задачи. Очень важно, чтобы при этом использовался простой язык программирования. Это важный момент. В этом случае, после окончания проекта будет возможно самостоятельно развивать эту систему под следующие задачи и оперативно внедрять идеи по улучшению её работы. Только поработав с программой пару месяцев, можно понять, что и где работает не так, как хотелось бы. И если эта возможность будет непосредственно у вас — это даст существенную экономию времени и нервов. Да и экономия денег играет не последнюю роль. Программиста же можно привлекать только по самым сложным вопросам.

Третий вариант — нанять компанию, специализирующуюся на написании программ под клиента. Но опять же — обязательно на простом языке, понятном для продвинутого пользователя. Это самый быстрый путь, чуть более дорогой, но зато обладающий всеми преимуществами второго

пользователи работают с одними и теми же файлами, поэтому, дублирование информации исключается полностью. То есть пользователи работают в едином информационном пространстве. При этом доступ к серверу может быть не только через локальную вычислительную сеть, но и через Интернет (рис. 1). При этом пользователи могут без дополнительной конвертации работать с одними и теми же файлами на компьютерах под Windows, на компьютерах Apple, на iPad и iPhone.

6.2. Функции, которые выполняет Система

Ниже описаны функции, которые выполняет наша система. Разумеется в данном случае под «функцией» подразумевается информация, которая контролируется с помощью Системы и то, что Система позволяет делать с данной информацией. Главное навигационное меню показано на рис. 2.

6.2.1. Адресная книга

Это справочник, который содержит все возможные компании — подрядчиков, заказчиков и свои компании. Поскольку система является релятивной (то есть связанной) из адресной книги, находясь на записи того или иного адресата можно видеть много связанной информации: какие договоры заключены с данным адресатом (закупки, или продажи), какие запросы на котировку сделанные данному адресату, какие сотрудники есть у данного адресата. Можно видеть историю взаимоотношений своей компании с данным адресатом. Посмотреть сайт адресата (через встроенный браузер). Посмотреть историю оплат, связанных с данным адресатом. Посмотреть все письма, написанные данному адресату (письма на бланке организации также делаются в Системе). Видеть все объявленные вашей компанией тендеры, в которых участвовал данный адресат. Видеть какие материалы и оборудование (номенклатуру) может поставлять данный адресат. И не просто в виде простого перечисления в ячейке (или в поле как это принято называть в базах данных), а видеть в виде строк связанной таблицы. Эта связанность, кстати, позволяет «прыгнуть» из адресов в раздел «Номенклатура» и посмотреть всех поставщиков, поставляющих данную номенклатуру.

6.2.2 Номенклатурный справочник

Это важный справочник-каталог, поддерживающий номенклатуру, с которой работает наша компания. Каждая позиция номенклатуры уникальна (имеет уникальный код) и упорядочена в виде иерархической структуры. Наличие справочника позволяет вводить наименование один раз. А затем для ввода можно пользоваться только выбором из справочника. Применение кодов позволит в будущем делать любой анализ или отчет по закупкам. Например — отчет по закупленным товарам с группировкой по группам товаров. Данный отчет формируется on-line. Без специальных подготовительных действий.

6.2.3. Персонал

Здесь мы учитываем следующее:

- основные данные работника;
- те задачи, которые выполняет работник (разумеется, со статусом их выполнения), что позволяет руководителю постоянно контролировать деятельность подчиненных;
- видеть те заказы, которые ведёт данный работник;
- вести учет его командировок, отпусков и отсутствий на работе (для памяти руководителю, чтобы не тратить время на запросы в отдел кадров);
- формировать КПЭ (ключевые показатели эффективности) для каждого работника.

Данный раздел позволяет формировать выпадающие списки, в которых действуют те или другие сотрудники, для дальнейшего использования в формировании документов. Например, при формировании заказа, или писем можно вставлять ответственного исполнителя. Работа с СУБД предполагает в таких случаях, что фамилия будет выбираться из списка.

6.2.4. Проекты

Под проектом у нас понимается некая сложная работа (например: строительство Морской буровой платформы), в рамках которой возникают заказы многим поставщикам или просто есть необходимость объединения какой-то группы заявок и заказов в рамки одного проекта для целей финансового анализа. Иерархия процессов имеет такую цепочку разделов: проект — договор — спецификации договора — строки спецификации.

Таким образом, раздел «Проект» является как бы вершиной системы. Из раздела проекты, находясь в одном из проектов, можно попадать в любой другой раздел, связанный с данным проектом. В нашей системе в разделе проект мы имеем следующие возможности:

- хранить основную информацию по проектам;
- видеть все договоры, связанные с проектом (продажные, закупочные);
- видеть финансовую информацию по данному проекту (цены закупки и продажи);
- видеть запросы поставщикам, которые были сделаны в рамках данного проекта;
- видеть все спецификации связанные с данным проектом и статус их выполнения;
- видеть все ключевые события, которые заложены в данном проекте;
- видеть статус поставок (что готово к отгрузке, что в пути, что поставлено);
- видеть все исходящие письма, написанные в рамках данного проекта;
- видеть все платежи, которые были сделаны по данному проекту (если платежей много, имеет смысл наладить обмен данных с бухгалтерской системой).

6.2.5. Договоры закупки

В этом разделе мы заложили следующие возможности:

- учёт основных данных договора (дата, предмет, место заключения договора, контрагент, общая финансовая информация, и многое другое);
- мы можем видеть список спецификаций к договору (отсюда можно «прыгнуть» в

любую спецификацию и посмотреть её более подробно);

- видеть общее содержание договора (если речь идёт о поставках материалов — видеть все поставляемые позиции);
- отслеживать статус выполнения договора в целом;
- формировать письма (на бланке), связанные только с данным договором, а затем видеть их все рядом (очень удобно);
- отслеживать все платежи, связанные с данным договором.

6.2.6. Заказы

Под заказами в нашей Системе подразумевается либо Спецификация к договору, либо заказ, который был сделан вне договора. Это наиболее часто используемая функция для закупщика и логиста.

В нашей системе мы заложили в данном разделе следующие возможности:

- отображение основных данных заказа (дата, предмет заказа, контрагент, общая финансовая информация, ответственный исполнитель, контрагент, его контактное лицо и т.п.);
- содержание заказа построчно (строки заказа, кодом, ценой, количеством, единицей измерения, суммой в строке и другими необходимыми полями);
- формирование из строк заказа содержимого поставок (включая частичные поставки) и отслеживание статуса данных поставок;
- формирование плана оплат по данному заказу;
- отслеживание платежей по данному заказу;
- показать финансовые условия по данному заказу;
- показать какие предприятия участвуют в выполнении данного заказа (заказчик, исполнитель и грузополучатель).

Выше были приведены основные разделы, которые применяются практически во всех департаментах МТО и логистики.

6.2.7. Другие функции

Есть ещё масса функций, которые мы заложили в систему. Данные функции существенно облегчают нашу работу. Создание данных функций нам подсказывала сама жизнь.

Например. До внедрения Системы сотрудники тратили достаточно большое время на организацию запросов (тендеров) потенциальным поставщикам на поставку того или иного оборудования. Делали это комбинируя запросы сформированные в Excel, Word и сообщений в Outlook. После введения в Систему раздела «Заявки» организация запросов стала занимать несколько минут на запрос. При этом есть уверенность, что ошибки введения отсутствуют. Теперь, мы нажатием кнопки формируем стандартный запрос на выбранных поставщиков в файле PDF, который сразу уже вложен в автоматически созданное новое сообщение почтовой программы с нужными адресами и текстом сообщения.

6.3. Интерфейс и приёмы работы в Системе

Кроме конкретных функций немаловажную роль играет интерфейс и методы

ID	Наименование	Дата	Статус	Детали
0120004	Труба обшивки 100.1 x 12.00 мм - #120 - Кладовый 100.2	01.04.04	01	
0120005	Труба обшивки 140.1 x 12.00 мм - #140 - Кладовый 140.2	01.04.04	01	
0120006	Труба обшивки 180.1 x 12.00 мм - #180 - Кладовый 180.2	01.04.04	01	
0120007	Труба обшивки 220.1 x 12.00 мм - #220 - Кладовый 220.2	01.04.04	01	
0120008	Труба обшивки 260.1 x 12.00 мм - #260 - Кладовый 260.2	01.04.04	01	

Рис. 4 — Вид фрагмента Номенклатурного справочника. В справочнике более 3000 записей. Любую из них можно быстро найти, вводя первые буквы наименования или артикула в поле поиска

ID	Наименование	Дата	Статус
0004	Проект закупки оборудования	01.04.04	Активен
0005	Проект закупки материалов	01.04.04	Активен
0006	Проект закупки услуг	01.04.04	Активен

Рис. 5 — Раздел Проекты. Продемонстрировано большое количество закладок, в которых возможно хранить огромное количество информации

ID	Наименование	Дата	Статус
0004	Заказ на закупку оборудования	01.04.04	Активен
0005	Заказ на закупку материалов	01.04.04	Активен
0006	Заказ на закупку услуг	01.04.04	Активен

Рис. 6 — Раздел Заказы. Кнопка «Показать заказ» приведет нас к отдельным строкам заказа (на экране). Кнопка «Перейти к печатной форме» — к печатной форме

ID	Наименование	Дата	Статус
012-MTR-DTS	Поставка бурового раствора 5-1/2" БТС x 6-5/8"	02.04.14	Активен
013-MTR-DTS	Поставка бурового раствора 6-5/8" БТС x 7-1/2"	02.04.14	Активен
014-MTR-DTS	Поставка бурового раствора 7-1/2" БТС x 8-1/2"	02.04.14	Активен

Рис. 7 — Списки записей (выбрано 3 из 56). Нажав кнопку рядом с ID заявки (например 016-MTR-DTS), мы переходим в более подробную форму (см. рис. 8)

работы (ввода информации, поиска информации, сортировки и т.п.). Также важным является то, что система выполняет все необходимые работнику МТОИЛ функции, и ему практически не приходится делать какие-то документы в Word или Excel. Ниже приведены дополнительные достоинства, которые имеет система, которую можно создать в среде FileMaker Pro.

6.3.1. Система интуитивно понятна

Подразумевается, что пользователь может практически начать сразу работать, глядя только на то, что находится на экране — принцип, которого придерживается Apple. Или, по крайней мере, начать работать в системе через пару сеансов. А через пару недель он уже досконально понимает логику интерфейса системы.

Мы достигли такого интуитивного понимания следующим образом.

Главный навигационный экран представляет собой связанную схему, отображающую наши бизнес-процессы в виде прямоугольников с надписями. См. рис. 2 «Главное навигационное меню». Эти прямоугольники являются, в то же время, кнопками, которые отправляют пользователя непосредственно в нужное место. То есть, нажав на прямоугольник-кнопку «Заказы» пользователь попадает сразу в то место в системе, в котором делаются и просматриваются заказы.

Кроме этого, мы используем практически во всех функциональных блоках всего два типа экранных форм. См. рис. 7 и 8.

В случае, показанном на рис. 8, это экранная форма, которая показывает информацию для одной заявки № 016. На большом количестве закладок располагается различная информация, которая вся относится к данной заявке и производятся различные операции:

- запросы поставщикам;
- предложения от поставщиков;
- формируется коммерческое предложение Заказчику по данной заявке от него;
- показываются заказы различным поставщикам, сделанные для выполнения данной заявки;
- формируются исходящие письма, которые возникли по данной заявке;
- учитываются важные события, связанные с данной заявкой;
- планируется бюджет движения денежных средств (БДДС) закупок по данной заявке.

6.3.2. Система позволяет легко и быстро находить нужную информацию по любым признакам

Поиск в системе делается очень просто. Есть запрограммированный поиск — для часто применяемых операций. В этом случае просто нажимается кнопка. Например, в адресной книге можно выбрать всех поставщиков или транспортных агентов. Если нужно найти что-то более сложное, набираются первые буквы искомого информации — и, система постепенно отображает нужные записи.

6.3.3 Система избавляет пользователя от повторного набора одной и той же информации

Система просто напичкана возможностью минимизировать ручной ввод.

Например, один раз введя название и полную информацию по какому-нибудь адресату, в последующих функциональных блоках (тендерах, контрактах, заказах, исходящих письмах) данный адресат уже должен только выбираться из выпадающего списка, а не вводиться вручную заново. Этим сразу убиваем двух зайцев — добиваемся скорости и точности введения информации. Особенно это эффективно при необходимости ввода наименований в заказ или заявку из номенклатурного справочника.

Другой момент, который поможет сильно сэкономить время, это автоматизация введения строк связанных документов. Введя необходимые строки заявки, пользователь программы иногда имеет необходимость перемещать эти строки в другие функциональные блоки. Например, в заказы, для быстрого формирования заказов. Это делается по нажатию кнопки, которая внутри системы просто импортирует записи из одного функционального блока в другой.

Есть различные приёмы для автоматизации ввода. Это:

- выбор из списка, который заранее программируется или просто формируется;
- выбор даты из выпадающего календаря;
- применение так называемых radio-button (выбор одного значения из предложенных нескольких);
- применение check boxes (выбор нескольких значений из предложенного списка);
- возможно копирование записей целиком с последующим редактированием второй записи.

6.3.4. Интеграция с Excel и другими СУБД

Система может обмениваться информацией с другими системами через большое количество форматов. В первую очередь, это, конечно, форматы, которые воспринимаются Excel.

То есть, возможно, импортировать в систему какие-то имеющиеся наработки, сделанные в Excel. А также экспортировать информацию в тот же Excel для отправки информации внешним потребителям не пользующимся FileMaker.

6.3.5. Отчеты генерируются по нажатию кнопок

Это, пожалуй, одно из самых главных достоинств системы. Если все закупочные

или логистические операции отображаются в системе день за днём, я бы даже сказал — событие за событием, то все данные, необходимые для создания любых отчётов уже будут находиться в ней. Стало быть, их можно взять и обработать нужным образом. То есть принципиально есть возможность заранее подготовить необходимые отчеты.

Что в системе значит подготовить отчёты? Подготовка отчетов фактически состоит из двух основных операций. Первая из них — выборка необходимого куска информации, в системе это выборка необходимых строк в рассматриваемом функциональном блоке. Например, выборка всех заказов за определённый период или выборка всех заказов одному поставщику за определённый период. Вторая операция — приведение выбранных строк в читаемый вид. Это делается с помощью группировки и сортировки данных. Например — группировка заказов по поставщикам и сортировка каждой группы заказов по дате размещения заказов. Все это можно заранее заложить в кнопки. Правда, придётся выбрать даты диапазона все-таки руками. Или запрограммировать принцип выбора диапазона.

В FileMaker Pro есть также возможность выдавать печатные формы в PDF.

6.4. Резюмируем

В заключение — ещё несколько дифирамбов по поводу применения подхода к работе через СУБД, и в частности, СУБД FileMaker Pro.

Переход работы департаментов МТОил (логистики, продажи и т.д.) от Excel на систему на базе СУБД FileMaker принесет Вам чувство уверенности в том, что процесс находится под контролем. Это вносит в работу спокойствие и экономит большое количество времени, которое зачастую тратится на «нервические» поиски срочно необходимой информации. Любые отчеты можно заранее предусмотреть и затем формировать их за 5 минут.

Система имеет только один источник данных. Отсутствуют дубликаты. Поэтому при аккуратном ведении записей в базе данных информация будет всегда достоверна и актуальна. Значительно уменьшается количество ошибок из-за так называемого человеческого фактора.

Ввод данных станет простым занятием.

Как правило, это выбор из списка вместо бесконечного впечатывания одних и тех же данных.

Система позволяет в считанные секунды находить нужную информацию. В системе есть встроенный браузер, конвертор PDF, построить графиков в виде столбцов и пирогов. Функциональность системы практически ограничена только вашим уровнем креативности. Систему можно постоянно дополнять различными полезными удобствами, делаемыми «под себя». И делать это возможно непосредственно во время живой работы в работающей системе. Судя по опыту, именно во время работы с «живыми» данными на рабочей системе возникают самые хорошие идеи.

Где ещё посмотреть информацию

Если вы заинтересовались данной темой ниже несколько полезных адресов.

Сайт разработчика www.filemaker.com. Вначале, как было сказано выше, компания называлась Claris, которая развивала линейку продуктов типа MSOffice, для своей родительской компании Apple. Одна из программ этой линейки (СУБД «FileMaker Pro») оказалась настолько успешной, что они сконцентрировались только на развитии данной программы. При этом компанию «Claris Corporation» даже переименовали в «Filemaker Corporation».

Сайт официального дистрибьютора лицензий в России — www.dynasoft.ru.

Сайт российских любителей FileMaker Pro — www.fmpug.ru.

Итоги

В статье предлагаются рекомендации по программному обеспечению департаментов МТО и логистики в сервисных нефтепромысловых компаниях.

Выводы

Автор предлагает один из возможных путей работы департаментов закупок и логистики небольших нефтяных компаний. Это создание Программного обеспечения «под себя».

Список используемой литературы

1. Неруш Ю.М. Коммерческая логистика. Москва: ЮНИТИ, 1997. 271 с.
2. Кудинов А. CRM: Российская практика эффективного бизнеса. Москва: 1С-Паблишинг, 2009. 251 с.
3. Савин В.И. Организация складской деятельности. Москва: Дело и Сервис, 2007. 544 с.
4. Кларк А.К. Управление проектом на одной странице (перевод с английского). Москва: Диалектика, 2009. 160 с.
5. Журавлёва И.В., Журавлева М.В. Оформляем документы на персональном компьютере: грамотно и красиво. Москва: Инфра-М, 2008. 186 с.
6. Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А. Справочник бурового мастера. Москва: Инфра-Инженерия, 2006. Т. 1–2. 1216 с.
7. Бебекина К.А. Бизнес-энциклопедия. Логистика. Управление потоками. Санкт-Петербург: Бонниер Бизнес Пресс, 2007.
8. Клочков А.П. Антикризисный инструмент для закупщика и логиста // Loginfo. 2010. № 8. С. 44–57.

Рис. 8 — Форма для информации, относящейся к одной записи

About choosing of the software for procurement and logistics departments for oilfield service companies

Author:

Alexandr P. Klochkov — procurement & logistics manager¹; a.klochkov@burts.ru

¹DrillTradeService LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

It is analyzed a reasonability of using Excel in activities of procurement and logistics departments in oilfield business. The generated by years approach to the way of organization of such departments in a part of using special software is described. Notably it is offered to use simple data bases. In particular to use database FileMaker Pro. It is presented an example of implemented software with detailed description of functionality, needed for Procurement and logistics departments of oilfield companies.

Materials and methods

There was used the literature related with an organization of supply chains and the literature related with using of software. Self-25-years experience also has been used for issue of this article.

Results

The recommendations regarding approach of organization the work of Procurement & Logistics Departments in oilfield companies based on data base software are offered in this article.

Conclusions

Author offers one of possible approach to to working process of procurement and logistics departments for small oilfield companies. The approach is to creation software for self needs. The same approach can be used in different industries as well.

Keywords

supply of materials and equipment, procurement, logistics, ERP, databases, FileMaker Pro

References

1. Nerush Yu.M. *Kommercheskaya logistika* [Commercial logistics]. Moscow: Unity, 1997, 271 p.
2. Kudinov A. CRM: *Rossiyskaya praktika effektivnogo biznesa* [CRM: Russian practice of effective business]. Moscow: IC-Publishing, 2009, 251 p.
3. Savin V.I. *Organizatsiya skladskoy deyatel'nosti* [Company warehouse activities]. Moscow: Delo i servis, 2007, 544 p.
4. Clark A.C. The One-Page Project Manager.
5. Zhuravleva I.V., Zhuravleva M.V. *Oformlyayem dokumenty na personal'nom komp'yutere: gramotno i krasisvo* [Execute documents on a personal computer: correctly and beautifully]. Moscow: Infra-M, 2008, 186 p.
6. Ovchinnikov V.P., Grachev S.I., Frolov A.A. *Spravochnik burovogo мастера* [Drilling master's handbook]. Moscow: Infra-Inzheneriya, 2006. Vol. 1–2. 1216 p.
7. Bebekina K.A. Business Encyclopedia. Logistics. Flow control. St. Petersburg: Bonnier Biznes Press, 2007.
8. Klochkov A.P. *Antikrizisnyy instrument dlya zakupshchika i logista* [Crisis management tool for the buyer and logistician]. Loginfo, 2010, issue 8, pp. 44–57.

**РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ВНЕДРЕНИЕ
НА ОБЪЕКТЫ ГАЗОВОЙ, НЕФТЯНОЙ И ДРУГИХ
ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ,
СИСТЕМ АВТОМАТИКИ И ПРОЧИХ ПРИБОРОВ.**



Общество с ограниченной ответственностью

Завод "Калининградгазавтоматика"

Основан в 1962 г. Дочернее предприятие ОАО "Газпром автоматизация"

ОСНОВНЫМ ВИДОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАВОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО:

- ЯЧЕЕК КРУ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 6-10 КВ СЕРИИ MCSET И NEXIMA
- С ЭЛЕГАЗОВЫМИ И ВАКУУМНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ
- ШКАФОВ НКУ ДО 1000 В СЕРИИ ОККЕН И PRISMA PLUS
- КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ВНУТРЕННЕЙ УСТАНОВКИ (ЦЕХОВЫЕ)
- СИСТЕМ ГАРАНТИРОВАННОГО БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ
- ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯМИ АВО ГАЗА
- УЗЛОВ УПРАВЛЕНИЯ КРАНАМИ (ЭПУУ)
- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ОБОЛОЧЕК (КОРОБОК)
- ЩИТОВ И ПУЛЬТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ
- ШКАФНОЙ ПРОДУКЦИИ
- ПРОЧИХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий использующих наше оборудование можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.



ООО ЗАВОД «КАЛИНИНГРАДГАЗАВТОМАТИКА»
 236022, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр-т, д. 15
 Тел.: (4012) 576-032, факс (4012) 576-024
 Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125.
 E-mail: zavod@kga.ru Web.: www.kga.ru

Вектор на восток

Ольга Урбан

специалист отдела маркетинга¹

¹ООО «МетроМет», Москва, Россия

Самая распространённая фраза из трёх слов? Когда то давно, возможно такой вопрос носил романтическое направление, но в начале XXI века всё проще — «Made in CHINA».

Экономика Китая шагает семимильными шагами, трудолюбие и численность населения лишь несколько причин этого явления.

В России слова «китайский» и «некачественный» почти синонимы, в противоположность товарам, привезённым, например, из Европы. Почему?

Спад уровня жизни, экономические кризисы в России и в мире привели к спросу на дешёвый товар. Наши бизнесмены открыли свой «шёлковый путь» и начали заполнять прилавки наших магазинов дешёвой продукцией из Китая. Кто из них проверял качество? Всех интересовала только цена. Также не забываем правило последних лет — «всё, что колетса и бьётся — всё отлично продаётся». Зачем нам телефоны, утюги на долгое время? Купим качественную вещь, будем пользоваться, а за новой в магазин так и не соберёмся. А вот купив утюг, который выйдет из строя через год, пойдём снова в магазин за новым.

Жизнь меняется, и будем надеяться к лучшему. Времена дикого капитализма уже в прошлом. Сегодня наступают времена — капитализма свободной конкуренции. Уровень жизни растёт, мы задумываемся над качеством продукции, которую приобретаем. Уже не купим в магазине токсичные игрушки для своих детей! А что Китайские производители? Готовы ли предложить нам качественную продукцию? Да, в Китае есть предприятия, чьё качество находится на уровне мировых стандартов. Дело в том, что для Европы фраза «Сделано в Китае» не является синонимом низкой пробы. Качественная продукция поставляется давно, т.к. там не купят товар, не прошедший жёсткий контроль европейской системы стандартизации CTNELEC. В России



так же есть собственная система стандартизации качества. В последнее время, всё чаще, приобретая товары, мы стали обращать внимание на соответствие ГОСТу. А в электротехнической отрасли, существуют ли государственные стандарты? Конечно, да.

Сертификация продукции — процедура подтверждения качества, посредством которой независимая от изготовителя и потребителя организация удостоверяет в письменной форме, что продукция соответствует установленным требованиям.

Безопасность человека — это главный критерий при разработке, выпуске и эксплуатации электрооборудования во всех странах мира. Более глобальными проблемами являются загрязнение окружающей среды из-за использования электрооборудования, защита от электромагнитных волн и ограничения на уровень электромагнитных помех, а также техника безопасности при работе во взрывоопасных условиях.

Потребители электроприборов, будь то бытовая техника или промышленное оборудование, хотя бы уверенными в соответствии приобретаемых товаров стандартам качества. Стандартизацией занимаются специальные организации внутри каждой страны, а также различные международные комитеты по стандартизации.

В России электротехнические гости разрабатывает Институт Стандартизации и Метрологии. Среди зарубежных организаций по стандартизации наиболее известны ИСО и МЭК. Данные организации проводят необходимые исследования и испытания и сертифицируют каждое произведенное изделие на соответствие санитарным стандартам, электротехническим гостам и требованиям безопасности. В отличие от независимых экспертных лабораторий эти организации по стандартизации имеют право маркировать проверенную на качество продукцию специальным знаком с изображением символа соответствующей организации. Именно благодаря таким знакам конечный потребитель может быть уверен, что приобретенный им товар безопасен и отвечает установленному стандарту.

Наиболее известным китайским производителем в области электротехники, давно составляющим конкуренцию ведущим европейским производителям, является компания Chint electric. Компания много внимания уделяет научным исследованиям

в области безопасности, надёжности, инновациям, контролю качества. Первой в своей отрасли получила китайское и международное свидетельство системы по управлению качеством ISO9001, системы стандарта по управлению окружающей средой ISO14001. Качество продукции экспортируемое во многие страны мира подтверждено 380 международными сертификатами. Вся продукция, поставляемая на российский рынок, имеет соответствующие сертификаты ГОСТ. Изделия Chint electric можно сравнить со знаменитым китайским фарфором, который с древних времён ассоциируется с высоким качеством.

В настоящий момент CHiNT занимает незначительную долю на электротехническом рынке РФ. Это связано со скромным объёмом рекламы, отсутствием дистрибьюторов готовых оказать грамотную техническую поддержку. Недостаточно чёткими связями с конечными потребителями и проектными организациями.

С 2013 года компания МетроМет возлагает на себя функции по продвижению продукции CHiNT на Российском рынке. Выполняя роль бизнес-партнёра, МетроМет проводит семинары, на которых технические специалисты компании рассказывают о продукции, отвечают на вопросы о качестве, применении продукции. Компания проводит испытания, рассказывая о них в видеороликах, статьях, докладах. Проводится анализ потребностей рынка, наполняется склад компании ассортиментной линейкой, что позволяет максимально быстро осуществлять доставку и сокращать срок обработки заявок.

Специалисты нефтегазовых, машиностроительных, металлургических и жилищно-коммунальных хозяйств получили возможность снизить затраты на комплектацию систем электроснабжения не теряя при этом показатели качества.



Рис. 1 — Автоматический выключатель NA1. Стандарт соответствия ГОСТ Р 50030.2 (IE5/EN 60947-2)



Московская обл., г. Одинцово,
ул. Акуловская д.4
+7 (495) 926-52-72; 662-40-25
info@metromet.ru
www.metromet.ru

ОТКРЫТА
РЕГИСТРАЦИЯ
УЧАСТНИКОВ



ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.



**15-17 ОКТЯБРЯ
САМАРА**

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



**Нефтедобыча.
Нефтепереработка.
Химия.**

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

**Самара, ул. Мичурина, 23а
Тел.: (846) 207-11-38
www.expo-volga.ru**

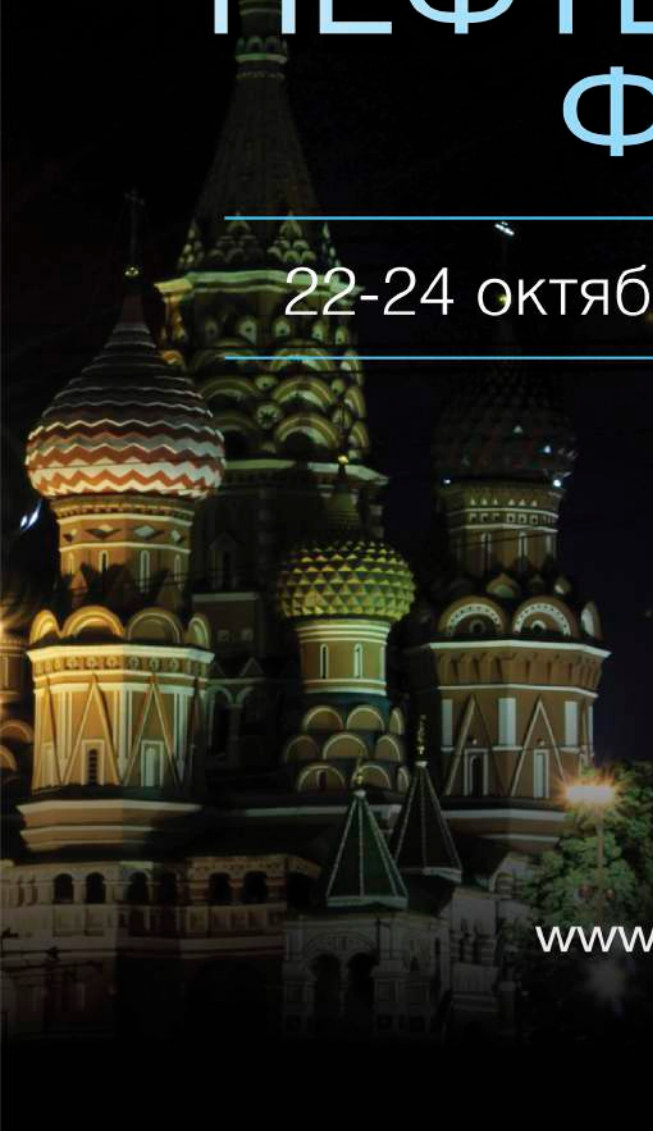




Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

22-24 октября 2014 | ЦМТ, Москва



www.oilandgasforum.ru

2014/2015

LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW



КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ITE



22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
30 сентября – 3 октября 2014
Алматы, Казахстан



14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА
И ИНФРАСТРУКТУРА ГРУЗИИ»
25 – 26 марта 2015
Тбилиси, Грузия



ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ
(ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССНАЯ ПРОГРАММА)
7 – 10 октября 2014
Санкт-Петербург, Россия



19-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
12 – 14 мая 2015
Ташкент, Узбекистан



9-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
11 – 13 ноября 2014
Актау, Казахстан



2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕДЕЛЯ
НЕФТИ И ГАЗА
18 – 21 мая 2015
Янгон, Мьянма



4-я РУМЫНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
18 – 19 ноября 2014
Бухарест, Румыния



6-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
19 – 20 мая 2015
Туркменистан



19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
18 – 20 ноября 2014
Ашхабад, Туркменистан



22-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
2 – 5 июня 2015
Баку, Азербайджан



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ»
25 – 27 ноября 2014
Афины, Греция



13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
23 – 26 июня 2015
Москва, Россия



4-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»
17 – 18 марта 2015
Ставангер, Норвегия



12-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки
«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2015
23 – 25 июня 2015
Москва, Россия



14-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
18 – 19 марта 2015
Анкара, Турция



7-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»
Сентябрь 2015
Краснодар, Россия



ITE MOSCOW

T +7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru
W www.mioge.ru

ITE GROUP PLC

T +44 (0) 207 596 5000
E og@ite-events.com
W www.oilgas-events.com

ВНИМАНИЕ:
возможно изменение дат





**ATYRAU
OIL & GAS**

**14-я Северо-Каспийская
региональная выставка
“Атырау нефть и газ”**

14-16 апреля 2015

**Спорткомплекс Атырау
Атырау • Казахстан**

www.oil-gas.kz

www.atyrauoilgas.com

www.oiltech-atyrau.com



**Региональное событие
глобальной индустрии**



**ITE (Лондон)
ITECA (Алматы)
ITECA (Атырау)
GIMA (Гамбург)**

Тел.: +44 (0) 20 7596 5000
Тел.: +7 (727) 258 34 34
Тел.: +7 (7122) 58 60 88
Тел.: +49 (0) 40 235 24 201

Факс: +44 (0) 20 7596 5106
Факс: +7 (727) 258 34 44
Факс: +7 (7122) 58 61 51
Факс: +49 (0) 40 235 24 410

E. oilgas@ite-exhibitions.com
E. oil-gas@iteca.kz
E. natalia.makisheva@iteca.kz
E. freckmann@gima.de



19-21 ноября 2014г.
НИЖНЕВАРТОВСК.НЕФТЬ.ГАЗ.
VIII-я специализированная выставка

Организаторы:
ОАО ОВЦ “Югорские контракты”
Нижневартовская
Торгово-Промышленная Палата

При поддержке:
Администрации г.Нижневартовска

тел: (3462) 52-00-41
sharifullin@yugcont.ru
www.yugcont.ru

18-20 НОЯБРЬ 2014



**OGT
EXPO**

**МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА 2014**

Выставочный Дворец / Ашхабад / Туркменистан



126 ЭКСПОНЕНТОВ ИЗ 22 СТРАН

Net | Organization

ТЕЛ: +90.212 272 61 62 **ВН** (121)
www.ogtexpo.com info@ogtexpo.com

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРЕЗИДЕНТ
Республики Татарстан



ПРАВИТЕЛЬСТВО
Республики Татарстан



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ДУМА
Российской Федерации



МИНИСТЕРСТВО
Промышленности
и Торговли РТ



МИНИСТЕРСТВО
Экологии и природных
ресурсов РТ



ТПП РФ



ТПП РТ



АКАДЕМИЯ НАУК
Республики Татарстан



АДМИНИСТРАЦИЯ
Альметьевского района
и города Альметьевск

7-9 ОКТЯБРЯ 2015

XIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ.

ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

АЛЬМЕТЬЕВСК



ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ



Выставочная Компания
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛИЕ»

WWW.NT-EXPO.RU

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 681-04-25. new-m@mail.ru

SiMaco

**ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ
БУРОВОГО РАСТВОРА
МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА
«ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»**

УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.



Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации.

ИННОВАЦИИ, КОТОРЫЕ ДЕЙСТВИТЕЛЬНО РАБОТАЮТ!



Мешалка «ТУРБИННОЕ КРЫЛО» позволяет на **25%** повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ - экономия энергии каждого изделия свыше **30000** кВт в год

РЕСУРС РАБОТЫ - свыше **55000** часов

**СКОРОСТЬ
ПЕРЕМЕШИВАНИЯ** - увеличена на **25%**

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

ЛВС -1Г; ЛВС-1,6Г; ЛВС-2,2Г; ЛВС-2,9Г; ЛВС-3,5Г; ЛВС-5Г ДЛЯ МАШИН БКМ, УПА, КМУ, МБШ, БМ, БУ и др.

Российское оборудование от производителя
Поставки со склада. СЕРВИС • ГАРАНТИЯ • ЗАПЧАСТИ
Надежная замена импортных лебедок
Приглашаем к сотрудничеству дилеров в регионах

* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости



ГАРАНТИЯ 2 года

SiMaco

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

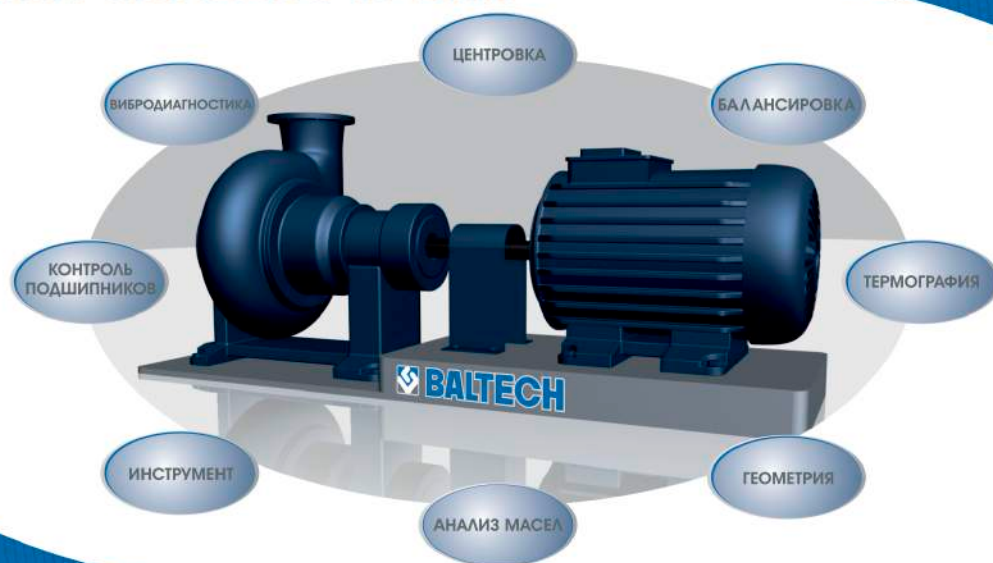
634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2
E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru

тел/факс: (3822) 63-38-19, 64-37-86, факс: (3822) 63-39-59
<http://www.smc.tomsk.ru>



- 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

ЭНЕРГОРЕСУРСΟΣБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



194044, СПб, ул. Чугунная, 40
Тел./факс +7(812) 335-00-85
info@baltech.ru www.baltech.ru