№6 (66) ОКТЯБРЬ 2018

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ГАЗПРОМ

Автоматизация мониторинга разработки месторождений УВ

ТРАНСНЕФТЬ

Ремонт коррозионных повреждений нефтепроводов

ТЕХНОЛОГИИ

Эксплуатация ДГНУ для добычи ТРИЗ
Метод контролируемого царапания
Расчет теплового режима скважины
Исследования упрочненной резьбы бурильных труб
Снижение влияния свободного газа на насосное оборудование

Available on the App Store

Научно-технический журнал Входим в перечень ВАК Издаемся с 2006 года

Подписывайтесь на нас в социальных сетях: facebook.com/runeft instagram.com/runeft

КЛИНЦЫ

УСТАНОВКА ДЛЯ ЗАВИНЧИВАНИЯ СВАЙ УЗС-85 "КЛИНЦЫ"

Инновационный продукт, не имеющий аналогов на российском рынке — установка для завинчивания свай УЗС-85 "КЛИНЦЫ" на вездеходном шасси КАМАЗ-63501 (8х8).

На самом деле, функционал новой машины гораздо шире. Она сочетает в себе, помимо оборудования для погружения и извлечения винтовых свай, подъемный кран, автогидроподъемник, оборудование для бурения скважин, электрогенератор, а также выходы для подключения гидроинструмента.

Основой данной установки является автомобильный кран с повышенными грузовысотными характеристиками. Кран оснащен усиленной 3-секционной телескопической стрелой овоидного профиля. Его максимальная грузоподъемность 32 т на вылете 4 м.

По ряду параметров кран уникален. Одним из таких свойств является способность перевозить по рабочей площадке 3-тонный груз на крюке. Кроме того, грузовысотные характеристики УЗС-85 на средних вылетах соответствуют показателям 40-тонных автокранов, а на дальних — 50-тонных.

В режиме завинчивания свай можно погружать сваи в грунты I-IV категории, в том числе в условиях вечной мерзлоты. Максимальный диаметр винтовых свай — 273 мм, глубина погружения — до 11 м.

Сфера применения УЗС-85 в качестве установки для завинчивания свай достаточно широка: строительство мостов, пирсов, пристаней, установка мачт различного назначения, возведение опор для трубопроводов, устройство фундаментов.

В режиме бурения грунтов установка УЗС-85 также рассчитана на работу с грунтами I-IV категории. Она обеспечивает глубину бурения до 4 м и максимальный диаметр бурения 1 м.

В режиме завинчивания/вывинчивания свай и бурения работы могут выполняться как в непосредственной близости от машины, так и на расстоянии до 20 м от нее, в рабочей зоне 360°.

Входящая в комплект рабочая платформа позволяет использовать машину как автогидроподъемник. Высота подъема достигает 12 м, а грузоподъемность рабочей платформы — 250 кг.

Все сменное рабочее оборудование, которым комплектуется УЗС-85, монтируется без привлечения дополнительных грузоподъемных средств.

Наличие в базовой комплектации электрогенератора мощностью 10 кВт и напряжением 220/380 В с гидроприводом от двигателя базового шасси позволяет одновременно подключать 3 единицы электрооборудования. Кроме того, в гидросистеме установки имеется 6 точек для подключения гидроинструмента.

УЗС-85 может оперативно наладить мостовые переправы различной грузоподъемности: погрузить винтовые сваи, уложить на мостовой пролет стандартные 12-метровые швеллеры или двутавры, выполнить сварочные работы, сделать настил и т.д.

АО «КАЗ»
Россия, 243140,
г. Клинцы, Брянская обл.,
ул. Дзержинского, 10
(48336) 4-2431, 4-1243
kaz@oaokaz.ruh
www.oaokaz.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

11 А.О. Вязовкина, В.В. Гусев. Повышение эффективности геологоразведочных работ путем комплексного анализа геологических особенностей рифогенных залежей франско-фаменского возраста и их флюидоупоров

16 С.А. Пунанова, М.В. Родкин. Соотношение биогенных и глубинных процессов по данным анализа микроэлементного состава нефтей

21 КЭАЗ. Надежность в мелочах или как маленький аппарат может обеспечить безопасность энергосистемы предприятий большой страны

22 СПЕЦИАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ. Освоение Арктики: технологии электрообогрева для северных широт

Геофизика

24 И.В. Буддо, А.С. Смирнов, Н.В. Мисюркеева, И.А. Шелохов, А.В. Поспеев, В.В. Касьянов, Ю.А. Агафонов. Интегрирование данных электромагнитных и сейсморазведочных исследований на всех стадиях геологоразведочных работ: от поисково-оценочного этапа до разработки месторождений углеводородов

30 А.В. Носиков, К.В. Торопецкий, Б.О. Михайлов, П.С. Черныш, А.А. Дорошенко, Г.А. Борисов. Применение метода контролируемого царапания для исследования механических свойств горных пород

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (66) октябрь 2018

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) 350-13-85

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»

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 10-18/15-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 15.10.2018
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energas.ru www.energas.ru

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

37 Р.Ш. Тахаутдинов, Р.М. Ахунов, М.В. Кочубей, Ю.К. Денисов. Опыт эксплуатации длинноходовой глубинно-насосной установки для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

42 А.В. Воловодов. Расчет теплового режима скважины

44 РУСЭЛПРОМ. Лев Макаров: «Закупка малоэффективных двигателей — это экономическое преступление»

48 С.Б. Колесова, А.М. Насыров, М.Б. Полозов. Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования

Оборудование

52 РАДИОПРИБОР. Совершенствование оборудования электротеплового прогрева для добычи тяжелых нефтей

54 БОРИСФЕН. Модернизация газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 на территории России

57 К.С. Холоднов, Н.Н. Николаев, А.С. Самойлов, С.В. Скворцов, Ю.А. Долгих, Д.Г. Фатеев. Автоматизация процесса инжиниринга и мониторинга разработки месторождений углеводородов

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

62 С.И. Сенцов, В.А. Рыбин, С.А. Никулин. Исследование термических зон при ремонте коррозионных повреждений наружной поверхности нефтепроводов заваркой

Трубы

66 М.В. Песин. Использование метода шумов Баркгаузена для исследования упрочненной резьбы бурильных труб

КИПиА

Энергетика

68 МЕХАНОТРОНИКА. Оптимальное решение для систем оперативного тока

Измерительные приборы

70 ГЛОБУС. Исполнение вихревого расходомера «Ирга-РВ» для АСУ ТП

Программное обеспечение

72 «ТЕХЭКСПЕРТ» поможет повысить безопасность производства

МЕРОПРИЯТИЯ

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Бикбаев Т.Н. / general@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

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

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Ph.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Ph.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Ахапкин М.Ю. — к.т.н.
Аширмамедов М.А. — д.г.-м.н. (Туркменистан)
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Ишматов З.Ш. — к.т.н.
Кемалов А.Ф. — д.т.н., профессор
Кемалов Р.А. — к.т.н.
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Лукьянов О.В.
Мануков В.С.
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Муртазина Т.М. — к.т.н.
Николаев А.В. — д.ф-м.н , профессор
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Теляшев Э.Г. — д.т.н., профессор
Шустер В.Л. — д.г.-м.н., профессор

Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель 7AVE 3e

Economical
Environmentally friendly
*Energy efficient**

- Напряжение 380 - 660 В
- Мощность 7,5 - 30 кВт
- Частота вращения 3000 - 500 об/мин
- Монтажное исполнение на лапах, с фланцем, комбинированное
- Датчик температуры обмотки
- Места под установку датчиков вибрации

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Увеличен КПД.
Класс энергоэффективности IE2 (высокий) и IE3 (очень высокий)

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

**Экономичный, экологичный, энергоэффективный*

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31
тел.: 8 (495) 788-28-27

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

OIL&GAS
EXPOSITION

ISSUE:
6 (66) october 2018

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) 350-13-85

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:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

DESIGNER:
Andrey Shevtsov / design@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Ph.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Ph.D., professor (Canada)
Abukova L.A.— Ph.D., professor
Altunina L.K. — Ph.D., professor
Ahapkin M.Yu. — Sc.D.
Ashirmamedov M.A. — Ph.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Ph.D.
Bektenov N.A. — Ph.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Ph.D., corresponding member, RAS
Vologh Yu.A. — Ph.D.
Gogonenkov G.N. — Ph.D., professor
Golofast S.L. — Ph.D., professor
Zavidei V.I. — Ph.D., professor
Indrupskiy I.M. — Ph.D., professor
Ishmatov Z.Sh. — Sc.D.
Kemalov A.F. — Ph.D., professor
Kemalov R.A. — Sc.D.
Kotelnikova E.N. — Ph.D., professor
Lukyanov O.V.
Manukov V.S.
Morozov V.P. — Ph.D., professor
Murtazina T.M. — Sc.D.
Nikolaev A.V. — Ph.D., professor
Pesin M.V. — Sc.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Ph.D.
Telyashv E.G. — Ph.D., professor
Shuster V.L. — Ph.D., professor

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

Anastasia O. Vyazovkina, Vladimir V. Gusev. Effeiciency increase of prospecting surveys by complex geological irregularities analysis of reef deposits of frasnian-famenian age and their cap rocks..... 11

Svetlana A. Punanova, Mihail V. Rodkin. Relationship of biogenic and deep processes on the data of the analysis of oil trace element composition.....16

Geophysics

Igor V. Buddo, Alexander S. Smirnov, Natalya V. Misyurkeeva, Ivan A. Shelohov, Alexander V. Pospeev, Viacheslav V. Kas'yanov, Yuri A. Agafonov. Integration of electromagnetic and seismic survey data at all stages of geological exploration: from the prospecting stage to the development of hydrocarbon fi elds.....24

A.V. Nosikov, K.V. Toropetsky, B.O. Mikhailov, P.S. Chernysh, A.A. Doroshenko, G.A. Borisov. The application of the method of controlled scratching to study UDC 550.3 the mechanical properties of rocks.....30

PRODUCTION

Oil production

Rustem S. Takhautdinov, Rashit M. Akhunov, Mikhail V. Kochubey, Yurij K. Denisov. Experience of a long stroke deep well pumping unit operation for hard to recover oil reserves production.....37

Alexander V. Volovodov. Heatrise calculation of well..... 42

Svetlana B. Kolesova, Amdakh M. Nasyrov, Mikhail B. Polozov. Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment.....48

Gas industry

Konstantin S. Kholodnov, Nikolay N. Nikolaev, Aleksandr S. Samoylov, Sergey V. Skvortsov, Yuriy A. Dolgikh, Dmitriy G. Fateev. Automation of engineering process and monitoring development of hydrocarbon deposits.....57

Pipeline

Sergey I. Sentsov, Vasily A. Rybin, Sergei A. Nikulin. A study of the thermal zones in the repair of corrosion damage to the external surfaces of pipelines welding 62

Pipe

Mikhail V. Pesin. Research Barkhausen noise method for study of hardened drill pipe thread.....66

Oil refining

Elena A. Zelenskaya, Tatiana V. Zelenskaya, Aleksandra A. Ladenko. Features of coke formation on organically modified zeolite catalysts of oil refining..... 69

Activities 74

PRINTED:
Logos typography Kazan
+7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE: 15.10.2018

CIRCULATION: 10 000 copies

ТМС ГРУПП

РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН
ЛУЧШИЕ ТОВАРЫ И УСЛУГИ

TMC-POWER MAN™

Пневмогидравлический привод штангового скважинного насоса

Преимущества

- Кратно низкие металлоемкость и масса по сравнению с другими приводами ШСН.
- Сокращение сроков монтажно-демонтажных и пусконаладочных работ до 3-х часов.
- Автоматизация процесса добычи нефти (дистанционное управление гидроприводом).
- Применение энергоэффективного комплектующего оборудования в составе гидропривода (настраиваемый насос, стандартные баллоны с газом и т.д.).
- Бесступенчатое изменение числа качаний и длины хода плунжера насоса без остановки привода одним оператором в течение 5 минут.
- Задержка плунжера насоса в верхнем положении (увеличение коэффициента заполняемости насоса).
- Наличие функции «расхаживания» (вывод скважины из заклинивания).
- Сокращение энергозатрат до 30%.
- Возможность модернизации узлов гидропривода для установки дополнительного оборудования по желанию Заказчика.

Назначение

Привод пневмогидравлический «TMC-POWER MAN»™ предназначен для придания возвратно-поступательного движения плунжеру штангового скважинного насоса при откачивании жидкости из нефтяных скважин.

Область применения

- Освоение скважин после бурения и капитального ремонта.
- Оперативный подбор оптимальных параметров эксплуатации скважин в период освоения.
- Эксплуатация на скважинах, оснащенных однолифтовыми установками одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).
- Проведение исследований обводненности скважины благодаря возможности оперативного изменения параметров работы плунжера ШСН при переключении с одного пласта на другой (в течение 5 минут одним оператором).
- Эксплуатация периодически работающего фонда скважин, выведенного в бездействие. Возможность эксплуатировать ШСН в широких диапазонах, минимальная длина хода — 0,25 м.
- Проведение реанимационных работ на скважинах, имеющих риск зависания и заклинивания штанговых колонн.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

Новое конструктивное решение монтажа инженерно-технических средств защиты Fensys для ПАО «АК «Транснефть»

Компания Fensys занимается проектированием и производством инженерно-технических средств защиты (ИТСЗ), которые представляют собой инновационные системы ограждений из горячеоцинкованной стали с полимерным покрытием высочайшего качества. Благодаря собственному производству специалисты отслеживают качество на каждом этапе и гарантируют полное соответствие всем требованиям ГОСТ и ТУ. Конструкция ограждений учитывает требования, предъявляемые нормативными документами по антитеррористической защищенности объектов ТЭК, отраслевыми и корпоративными нормами.

Инженерами Fensys на практике было реализовано новое конструктивное решение, позволяющее производить монтаж ограждения периметра на круглой трубе. Для предотвращения прогиба панелей для несанкционированного проникновения, были применены упоры снизу. Разработка внедрена на объектах ПАО «АК «Транснефть».

С 2011 года Fensys состоит в Реестре ОВП как поставщик периметрального ограждения на объекты корпорации «АК «Транснефть».

Для повышения защитных свойств ограждения FENSYS применено V-образное верхнее дополнительное ограждение.

Данное ограждение является дополнительным препятствием по верху различных сооружений: систем ограждений FENSYS, других заборов и заграждений, ворот, крыш и стен зданий.

FENSYS®

Адрес: 129344, Москва, ул.Искры, д.17 А, стр.3, бизнес центр "ЛИНИЯ"
Телефон: +7 (495) 926-28-59, +7 (495) 926-28-69
info@fensys.ru, www.fensys.ru

УДК 551

Повышение эффективности геологоразведочных работ путем комплексного анализа геологических особенностей рифогенных залежей франско-фаменского возраста и их флюидоупоров

А.О. Вязовкина
аспирант[1], геофизик[2]
vz-anastasia@mail.ru

В.В. Гусев
к.г.-м.н., заведующий кафедрой «Геология и геофизика»[1]
vlgusev53@mail.ru

[1]Самарский Государственный Технический Университет, Самара, Россия
[2]ПАО «Самаранефтегеофизика», Самара, Россия

В статье рассмотрены геолого-геофизические критерии выделения органогенных построек и покрышек залежей органогенного типа. На основании данных глубокого бурения проведена стратификация разреза франско-турнейских отложений. Проанализированы условия формирования биогермных образований франско-фаменского возраста и покрышек. Построена серия схем корреляции, пересекающих различные зоны Муханово-Ероховского прогиба (МЕП) и карта толщин отложений малевского горизонта. Составлена карта перспектив поисков залежей, приуроченных к ловушкам рифогенного типа относительно надежности покрышки с нанесенными постройками, выявленными в результате сейсморазведочных работ.

Материалы и методы
Комплексный анализ результатов интерпретации сейсморазведочных работ метода общей глубинной точки 3Д (МОГТ-3Д) и МОГТ-2Д, геофизических исследований скважин (ГИС) глубокого бурения, нефтеносности, керна на территории Самарской области.

Ключевые слова
рифы, флюидоупоры, геологоразведочные работы, сейсморазведка, неантиклинальные ловушки, условия осадконакопления, схема корреляции, Муханово-Ероховский прогиб, геологические риски

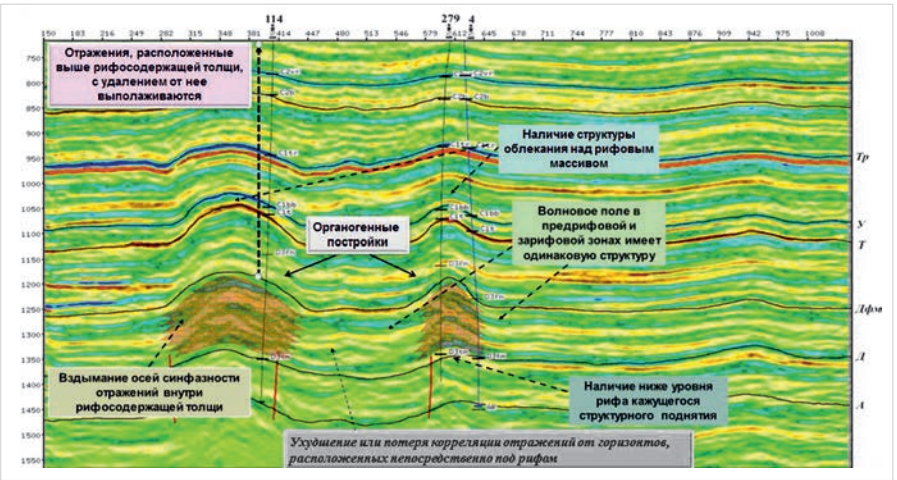


Рис. 1 — Критерии выделения рифов с помощью сейсморазведки. Характеристики волнового поля
Fig. 1 — Criteria for the allocation of reefs by seismic survey. Wave field characteristics

Актуальность изучения ловушек неантиклинального типа обусловлена необходимостью прироста запасов нефти на текущем этапе высокой степени разведанности начальных суммарных ресурсов Самарской области.

Поиск и разведка ловушек такого типа является сложной задачей и требует разработки новых теоретических и методических основ. Поэтому одновременно с сейсмическими исследованиями проводился большой объем научно-исследовательской работы, направленной на выявление возможностей формирования ловушек неантиклинального типа различного генезиса на территории Самарской области.

До недавнего времени считалось, что в карбонатных отложениях верхнего девона, на рассматриваемой территории, продуктивным является только пласт Дл заволжского надгоризонта. Остальная часть карбонатов верхнего девона (отложения франского и фаменского ярусов) считалась менее перспективной. Однако, за последние годы в результате сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в этих отложениях по характеру волнового поля были выявлены ловушки рифогенного типа в отложениях франского и фаменского ярусов. В результате бурения скважин №1 и №2 были получены промышленные притоки нефти из пласта D3фам фаменского яруса [10].

Объект	Пласт	Тип ловушки	Высота залежи, м	Максимальный дебит по нефти, т/сут
1	Д3фам	структурная	10.5	
2	Д3фам	рифогенная	28	507.5
3	Дл	рифогенная	55.5	265
4	Д3фам	рифогенная	17	602
5	Дл	рифогенная	26	1261,4
6	Д3фам	структурная	5.2	36
7	Д3фам	структурная	4.9	55
8	Дл	рифогенная	14	225
9	Д3фам	структурная	11	86.2

Таб. 1 — Сравнение притоков полученных в залежах, связанных с ловушками рифогенных и структурных типов
Tab. 1 — Comparison of tributaries received in deposits related to reefogenic and structural types traprocks

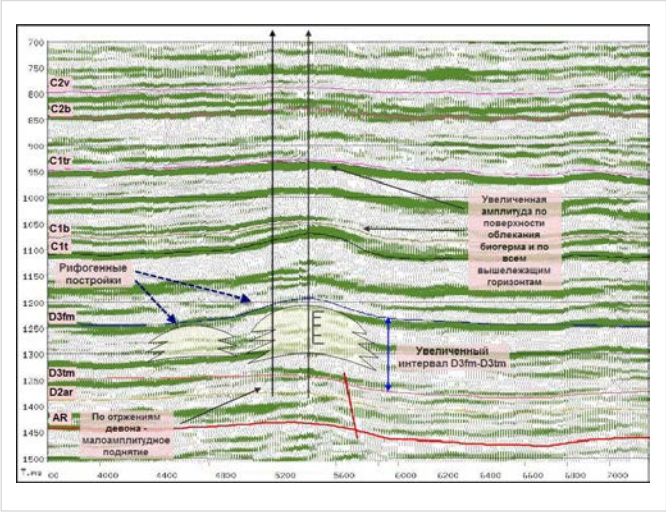


Рис. 2 — Отображение биогермных построек первой группы в волновом поле
Fig. 2 — Display of bioherm buildings of the first group in the Wave field

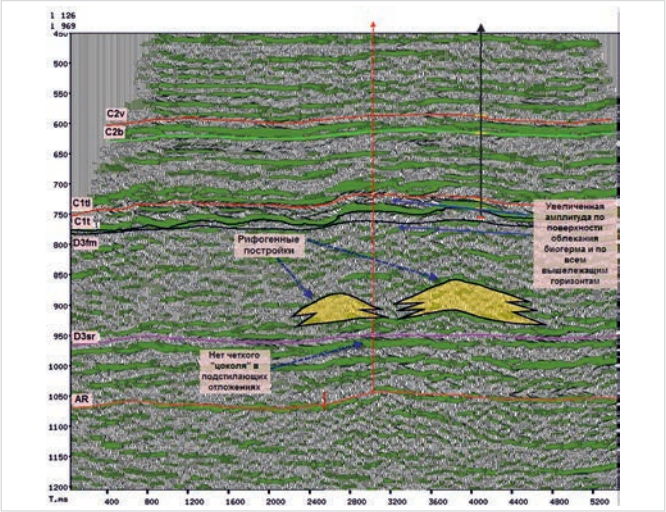


Рис. 3 — Отображение биогермных построек второй группы в волновом поле
Fig. 3 — Display of bioherm buildings of the second group in the Wave field

В связи с обнаружением залежей углеводородов (далее — УВ) в этом пласте, приоритетной задачей для дальнейших геологоразведочных работ (далее — ГРР) стало изучение карбонатных отложений верхнего девона на предмет выявления биогермных образований и изучения зон развития покрышек, играющих определяющую роль в сохранении залежей нефти в отложениях франского и фаменского ярусов.

Результаты работ:

Поиск ловушек рифогенного типа на территории Самарской области является важной задачей. Ловушки данного типа как правило характеризуются высокими дебитами (таб. 1).

На основе увязки данных бурения и сейсморазведки МОГТ была проведена стратификация временного разреза и определены интервалы поиска построек седиментационного типа, которые по характерному набору параметров волнового поля, выявлены на временных разрезах сейсмических профилей

Основными критериями для выделения рифов с помощью сейсморазведки являются (рис. 1):

- ухудшение корреляции отражающих горизонтов (ОГ) в теле рифа, когда обрамляющие его волны при четкой динамической выраженности имеют крутонаклонные оси синфазности, не соответствующие положению ОГ в надрифовых отложениях;
- увеличение времени регистрации между отражениями от промежуточных границ внутри рифового комплекса и от подстилавших его отложений;
- наличие структур облекания над зонами развития органогенных построек;
- изменение частотной составляющей и скоростной характеристики рифогенных образований относительно вмещающих пород.

На основании анализа волнового поля на временных разрезах профилей МОГТ-3Д установлено широкое развитие построек седиментационного типа. На основании различий в морфологии, степени выраженности в структурных этажах и влиянии их на толщи облекания можно разделить рифогенные залежи на три группы:

1. К первой группе биогермов (рис. 2) относятся резко выраженные, средне- и высокоамплитудные «тела», в основном франско-фаменского, реже заволжско-турнейского возраста, формирующие структуры облекания в вышележащих толщах.

Для них характерным признаком является увеличение толщин интервала D3fm-D3tm и амплитуды поднятий, сформированных по поверхности облекания фамен-турнейских биогермов, по всем вышележащим горизонтам C1t, C1bb, C2b, C2vr, а по девонским отложениям они характеризуются малоамплитудными поднятиями.

2. Ко второй группе биогермных массивов и биогермов можно отнести седиментационные тела относительно небольших амплитуд (до 30 м), осложняющие структурные зоны, чаще всего линейные. Наличие таких биогермов обуславливает наличие локальных, иногда зональных несоответствий структурных планов (рис. 3).

3. К третьей группе биогермов относятся одиночные средне - и малоамплитудные биогермы, находящие отражение только в непосредственно прилегающих к ним отложениях и практически не отображенные в выше- и нижележащих толщах. Они встречаются относительно редко [6].

Контуры выявленных построек рифогенного типа были увязаны со сводными структурными построениями по отражающим горизонтам турнейского яруса (C1t), фаменского яруса (D3fm), тиманского горизонта (D3tm), и картой изопахит интервала D3tm-C1t.

Как известно, основным условием скопления и сохранения залежей УВ в ловушках рифогенного типа является не только наличие самой ловушки и коллектора, но и наличие надежной покрышки. Породы-флюидоупоры характеризуются определенными физико-механическими и фильтрационно-емкостными свойствами, которые, с одной стороны, являются следствием особенностей литологического и минералогического состава отложений, сформировавшихся в различных палеогеографических обстановках, а с другой — эти свойства могут быть приобретены в результате воздействия вторичных постседиментацнонных процессов. Анализ условий образования флюидоупоров, выявление факторов, способствующих формированию флюидоупорных свойств, а также прогноз их распространения позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть н газ, и послужит одним из факторов наращивания ресурсов. Надежной покрышкой для залежей нефти в пласте Дл заволжского надгоризонта является терригенно-карбонатная пачка малевского возраста. В классическом разрезе горизонт сложен переслаиванием глин и глинистых известняков. Глины присутствуют в нижней и верхней части горизонта и разделяются глинистым известняком. Однако литологический состав и взаимное расположение глин и известняков в разрезе не остается постоянным и претерпевает значительные изменения. В частности, в северных, северо-восточных районах области и в пределах внешних бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов, терригенные отложения малевского горизонта замещаются карбонатными породами и этот репер теряется (рис. 4).

Построена серия корреляционных схем, через различные зоны (забортовую, внешнюю, внутреннюю бортовую и осевую) Муханово-Ероховского прогиба, определены типы разреза и мощность отложений малевского возраста, характерные для каждой зоны. На основании схем корреляции определено, что литологический состав и взаимное расположение глин и известняков в разрезе отложений малевского горизонта не остается постоянным и претерпевает значительные изменения [7–9]. Более уверено он прослеживается в забортовых и внутренних бортовых зонах Муханово-Ероховского и Усть-Черемшанского прогибов, где в его разрезе присутствуют маломощные глинистые прослои. Во внешних бортовых зонах мощность отложений малевского горизонта сокращается, глинистые прослои в его разрезе отсутствуют и отложения представлены глинистыми известняками.

Из-за замещения терригенных отложений малевского горизонта карбонатными породами провести стратификацию малевского горизонта в северо-восточной бортовой зоне МЕП довольно сложно. Отложения малевского горизонта в пределах большей части северо-восточного борта имеют небольшую мощность, представлены в основном не переслаиванием глин и известняков,

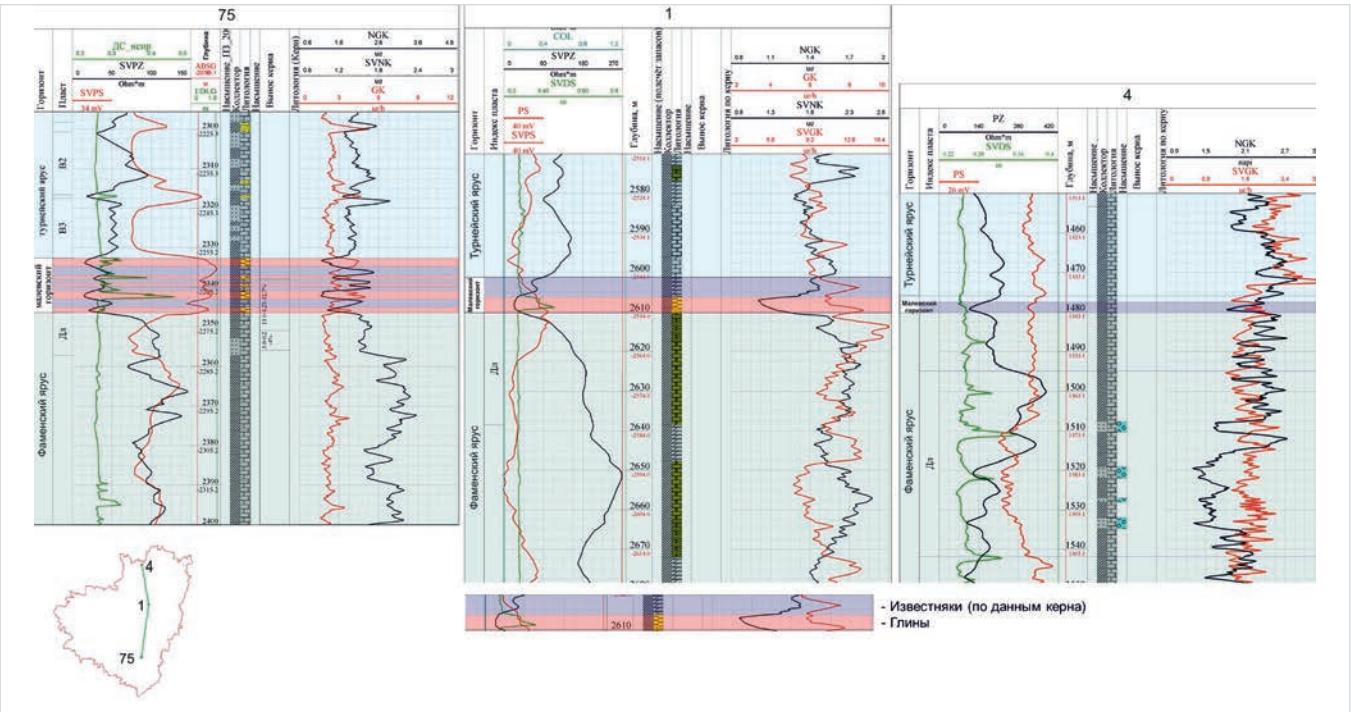


Рис. 4 — Изменение мощности и литологического состава малевского стратиграфического «репера» от южной части области к северной

Fig. 4 — Change of power and lithological composition of Malevsky stratigraphic tell-tale from the southern part of the region to the north

а глинистыми известняками иногда с маломощным (1–2 м) прослоем глин в нижней части разреза. Глинистые прослои характерны в большей степени для забортовой, внутренней бортовой и осевой зон прогибов.

Проведен анализ глинистых прослоев, определяющих степень надежности «покрышки» на каротажной диаграмме. Исходя из проведенного анализа, можно сделать вывод, что мощность глинистых пропластков порядка 2 м достаточна для сохранения залежи пласта.

С учетом анализа данных ГИС, керна и корреляционных схем малевской толщи, основанных на опорных скважинах, была построена схематическая карта мощности малевской толщи. Составлена схема развития отложений малевского возраста, характеризующая степень надежности покрышки, относительно зон МЕП и осложняющих их построек седиментационного типа. На основании проведенного анализа из объектов, подготовленных к постановке глубокого бурения на ЛУ МОГТ-3Д, были определены ловушки седиментационного типа (122 объекта). Проведено их ранжирование относительно зон МЕП и надежности покрышки [3, 4]. Построена карта перспектив поисков залежей, приуроченных к ловушкам рифогенного типа относительно надежности покрышки с нанесенными постройками, выявленными в результате сейсморазведочных работ.

Выделение перспективных объектов, с учетом распространения флюидоупоров по надежности позволит минимизировать геологические риски и неопределенности при заложении эксплуатационных скважин, и тем самым повысит эффективность ГРР.

Итоги

Построена карта перспектив поисков залежей, приуроченных к ловушкам рифогенного типа относительно надежности покрышки с нанесенными постройками, выявленными в результате сейсморазведочных работ.

Выводы

1. Проанализирована палеогеографическая обстановка на территории Самарской области в средне- и верхнедевонское время
2. Определены наиболее благоприятные зоны развития ловушек седиментационного типа
3. Надежной покрышкой для залежей нефти во франско-фаменских отложениях является терригенно-карбонатная пачка малевского возраста
4. Литологический состав и взаимное расположение глин и известняков в разрезе отложений малевского горизонта не остается постоянным и претерпевает значительные изменения. Более уверено он прослеживается в забортовых и внутренних бортовых зонах Муханово-Ероховского и Усть-Черемшанского прогибов, где в его разрезе присутствуют маломощные глинистые прослои. Во внешних бортовых зонах мощность отложений малевского горизонта сокращается, глинистые прослои в его разрезе отсутствуют и отложения представлены глинистыми известняками, что приводит к потере стратиграфического репера.
5. Косвенным подтверждением низкого качества покрышки или ее отсутствия в пределах северо-восточного борта является отсутствие залежей нефти в отложениях заволжского надгоризонта (пласт Дл) на многих поднятиях, содержащих постройки седиментационного типа. Постройки рифогенного типа в пределах северо-восточного борта МЕП в большей степени играют роль структуроформирующего фактора в перекрывающих отложениях, которые часто содержат залежи нефти в пластах выше по разрезу.
6. Небольшая мощность отложений малевского горизонта и отсутствие в его разрезе глинистых прослоев снижает надежность покрышки, контролирующей залежи нефти в пласте Дл заволжского надгоризонта. Мощность глинистых пропластков порядка 2 м достаточна для сохранения залежи пласта.

Литература

1. Алиев М.М., Яриков Г.М. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1975. 120 с.
2. Алиев М.М., Батанова Г.П. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1978. 130 с.
3. Вязовкина А.О. Анализ условий формирования флюидоупоров рифогенных залежей франско-фаменского возраста в пределах южной части Самарской области // Нефть. Газ. Новации. 2018. №2. С. 27–31
4. Вязовкина А.О. Анализ условий формирования флюидоупоров рифогенных залежей франско-фаменского возраста на территории Самарской области // Проблемы недропользования. 2018. №1. С. 114–128.
5. Малыхин М.Д. Сейсморазведка при выявлении рифогенных построек и связанных с ними залежей углеводородов (на примере Усть-Черемшанского, Муханово-Ероховского прогибов и прилегающих к ним палеошельфов). Саратов: СГУ, 1984. 235 с.
6. Мирчинк М.Ф. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. М.: Недра, 1974 г. 115 с.
7. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. М.: Наука, 1964. 126 с.
8. Мкртчян О. М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М.: Наука, 1980. 160 с.

UDC 551

Effeiciency increase of prospecting surveys by complex geological irregularities analysis of reef deposits of frasnian-famenian age and their cap rocks

Authors:
Anastasia O. Vyazovkina — post-graduate student[1], geophysicist[2]; vz-anastasia@mail.ru
Vladimir V. Gusev — Ph.D., head of the geology and geophysics chair[1]; vlgusev53@mail.ru

[1]Samara State Technical University, Samara, Russian Eederation
[2]PJSC «Samaraneftegeophysica», Samara, Russian Eederation

Abstract
Recently, the need to increase the accuracy of the forecast of reliable caprocks significantly increased during exploration work on the search for new oil deposits for carbonate deposits. The article considers geological-geophysical criteria of organogenic buildups allocation and caprocks of organogenic type deposits allocation. On the basis of the data of deep drilling the stratification section of Frasnian- Tournaisian deposits was carried out. Conditions of Frasnian-Fammenian biogerm bodies formation and tires are analyzed. A series of correlation schemes intersecting different zones (onboard, external, internal and axial) Muchanovo-Erohovsky deflection and a map of sediment thickness Malevsky horizon were constructed. As a result the map of prospects of searches of deposits, timed to traps of reefogenic type concerning reliability of a caprock with the put constructions revealed as a result of seismic works is drawn up.

Materials and methods
Complex analysis of the seismic interpretation results of the common depth point of 3d (CDP-3d) and CDP-2d methods, Geophysical research of Wells (GIS) of deep drilling, oil, sample matherials in the territory of the Samara region.

Keywords
reefs, caprocks, geological exploration, seismic survey, non-anticlinal traps, depositional conditions, correlation scheme, Muchanovo-Erohovsky deflection, subsurface risking.

Results
The map of deposits prospecting searches of timed to reefogenic traprocks concerning reliability of a caprock with the applied constructions, revealed as a result of seismic works is constructed..

Conclusions
1. Analyzed paleogeographic conditions the territory of the Samara region in the middle and upper-Devoniane time
2. The most favorable zones of sedimentary caprocks development are defined.
3. Reliable caprosk for oil deposits in Frasnian-Fammenian sediments is terrigenously- terrigenously assise of Malevsky age
4. The lithological composition and the reciprocal arrangement of clays and limestones in the section of sediments of the Malevsky horizon does not remain constant and undergo significant changes. More confident it is traced in the onboard and internal on-board zones Muchanovo-Erohovskogo and Ust-Cheremshanskogo deflections where in its cut there are low clay layers. In external on-board zones the power of deposits of Malevsky horizon decreases, clay layers in its cut are absent and deposits are represented by clay limestones that leads to loss of stratigraphic of a feather.
5. The indirect confirmation of the low quality of the caprock or its absence within the northeast side is the absence of oil deposits in the sediments of Zavolzhsky suprahorizon (DL layer) on many uplifts containing buildings of sedimentary type. Construction of reefogenic type within the northeast side of the MEd is more of a role struktural factor in the overlapping sediments, which often contain oil deposits in the seams above the incision.
6. The small capacity of sediments of the Malevsky horizon and the absence of clay layers in its cut reduces the reliability of the tyre, controlling the oil deposits in the reservoir DL Zavolzhsky suprahorizon. The power of clay interlayers of the order 2 m is sufficient for preservation of a reservoir deposit.

References
1. Aliev M.M., Yarikov G.M. *Kamennougol'nye otlozheniya Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Carboniferous deposits of the Volgo-Ural petrpleum province]. Moscow: *Nedra*, 1975, 120 p.
2. Aliev M.M., Batanova G.P. *Devonskie otlozheniya Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Devonian deposits of the Volgo-Ural petrpleum province]. Moscow: *Nedra*, 1978, 130 p.
3. Vyazovkina A.O. *Analiz usloviy formirovaniya flyuidouporov rifogennykh zalezhey fransko-famenskogo vozrasta v predelakh yuzhnoy chasti Samarskoy oblasti* [Analysis of formation conditions of caprocks reefogenich deposits of Frasnian-Fammenian age within the southern part of the Samara region]. Oil. Gas. Innovations, 2018, issue 2, pp. 27–31
4. Vyazovkina A.O. *Analiz usloviy formirovaniya flyuidouporov rifogennykh zalezhey fransko-famenskogo vozrasta na territorii Samarskoy oblasti* [Analysis of formation conditions of caprocks reefogenich deposits of Frasnian-Fammenian age within the Samara region]. Problems of subsoil use, 2018, issue 1, pp. 114–128.
5. Malykhin M.D. *Seysmorazvedka pri vyyavlenii rifogennykh postroek i svyazannykh s nimi zalezhey uglevodorodov (na primere Ust'-Cheremshanskogo, Mukhanovo-Erokhovskogo progibov i prilegayushchikh k nim paleoshel'fov)* [Seismic in the detection of reefs and associated hydrocarbon deposits (the case of Ust-Cheremshansky, Muchanovo-Erohovsky depressions and nearby paleoreliefs)]. Saratov: Saratov State University, 1984, 235 p.
6. *Mirchink M.F. Rify Uralo-Povolzh'ya, ikh rol' v razmeshchenii zalezhey nefti i gaza i metodika poiskov* [The reefs of the Ural-Volga region, their role in the placement of oil and gas deposits and prospecting methods]. Moscow: *Nedra*, 1974, 115 p.
7. Mkrtchyan O.M. *Verkhnedevonskie rify i ikh rol' v formirovanii neftenosnykh struktur vostoka Uralo-Povolzh'ya* [Upper Devonian reefs and their role \in the formation of oil structures of the East Ural-Volga region]. Moscow: *Nauka*, 1964, 117 p.
8. Mkrtchyan O. M. *Zakonomernosti razmeshcheniya strukturnykh form na vostoke Russkoy plity* [Placement patterns of structural forms on the east of the Russian plate]. Moscow: *Nauka*, 1980, 135 p.

ЧЕЛНИНСКИЙ АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД

на рынке трубопроводной арматуры с 1998 года. Продукция завода поставляется во все регионы Российской Федерации.
Качество производимой продукции подтверждается доверием более чем 4 тысяч наших клиентов и сертификатами качеств.

8-800-707-0-141
(8552) 25-34-85
(8552) 25-35-86

Завод выпускает

задвижки для умеренных и холодных климатических условий,

клапаны обратные поворотные стальные,

клапаны запорные (вентили),

фланцы воротниковые.

Номенклатура изделий насчитывает более 120 наименований.

Вторым развиваемым направлением завода является собственное **литейное производство по технологии ЛГМ** (литье по газифицируемым моделям). Завод готов принимать заказы на литьё любого назначения по образцам и (или) чертежам заказчика весом до 300 кг. Производственная мощность 400 т в месяц.

Отгрузка на экспорт производится любой удобной транспортной компанией, по 0% ставке НДС.

sales@chelaz.ru

lp@lit-chaz.ru

WWW.CHELAZ.RU

УДК 553.98

Соотношение биогенных и глубинных процессов по данным анализа микроэлементного состава нефтей

С.А. Пунанова
д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник[1]
punanova@mail.ru

М.В. Родкин
д.ф.-м.н., главный научный сотрудник[1,2]
rodkin@mitp.ru

[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
[2]Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия

Обобщены результаты совместного анализа микроэлементного (далее — МЭ) состава нефтей ряда нефтеносных бассейнов, так называемых молодых нефтей, иных каустобиолитов, органического вещества (далее — ОВ) и среднего состава земной коры. Количественно сопоставлена теснота связи МЭ состава различных нефтей с химическим составом возможных источников МЭ в нефтях. Полученные результаты свидетельствуют в пользу модели, когда доминирующим источником углеводородов полагается ОВ при принципиально важной роли в нафтидогенезе восходящих потоков нижнекоровых флюидов.

Материалы и методы
Соотношение биогенных и глубинных процессов нафтидогенеза проводилось поданным о среднем содержании МЭ в нефтях и более подробных данных о содержании МЭ в нефтях месторождений Волго-Уральского, Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов, месторождений Камчатки. Использовались данные и по термальным водам кальдеры вулкана Узон. Методами корреляционных связей были получены значимые зависимости между содержанием МЭ в в исследованных нефтях, различных георезервуарах, нижней, средней и верхней коре и биоте.

Ключевые слова
микроэлементный состав нефтей, величины корреляционной связи, различие МЭ состава типичных и молодых нефтей, глубинный флюидный режим

Считается установленным, что процесс нафтидогенеза носит комплексный характер и связан с комбинированным взаимодействием биогенных, экзогенных и эндогенных факторов. Развитие этих процессов должно находить отражение в микроэлементном (далее — МЭ) содержании нефтей. Согласно [1], большая часть МЭ состава нефтей унаследована от исходного органического вещества (далее — ОВ) осадочных пород, о чем свидетельствует доминирующая доля среди МЭ нефтей так называемых биогенных элементов и достаточно высокая корреляция между содержанием МЭ в нефтях и средним составом живого вещества. Другие МЭ могут быть привнесены в нефть из вмещающих горных пород и пластовых вод. При этом часть МЭ нефтей определенно указывает на наличие глубинного источника, по крайней мере, на уровне нижней коры [2 и др.]. Представляет интерес единообразный статистический анализ содержаний МЭ в нефтях и сравнение на основе таких данных вклада различных источников МЭ. Результаты такого сравнения кратко представлены ниже.

Проведение такого анализа стало возможным благодаря значительному росту объема аналитических данных по содержанию МЭ в различных нефтях, других каустобиолитах и во вмещающих горных породах. Такой рост объема данных был достигнут на основе использования метода масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), что позволило более точно и быстро определять концентрации различных МЭ в образцах [3, 4 и др.]. Значения концентрации различных МЭ в нефтях и других каустобиолитах (углях и сланцах), в верхней, средней и нижней континентальной коре и в живом веществе различаются на несколько порядков. В этом случае более оправданно использовать логарифмическую, а не линейную шкалу для сравнения концентраций различных МЭ. Ранее нами было показано [5], что расчет коэффициентов корреляции для значений концентрации МЭ в логарифмическом масштабе весьма полезен и информативен; результаты применения такого подхода в более широком охвате описаны ниже.

Нами проанализированы корреляции между логарифмами концентрации МЭ в каустобиолитах и породах (различных нефтях, углях, горючих и черных сланцах, а также в глинах), в сравнении со средним химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры и ОВ различного типа. В отличие от ранее проведенного анализа [5] были использованы более детальные данные, позволяющие дифференцировать анализ по трем уровням земной коры: верхняя, средняя и нижняя континентальная кора [6] и по различным типам живого вещества [7]. При этом наравне с МЭ содержанием нефтей основных нефтеносных бассейнов, были проанализированы данные по МЭ содержанию так называемых молодых нефтей; в качестве таковых использовались данные [8] по нефтепроявлениям на Камчатке в районе кальдеры Узона.

Результаты корреляционного анализа для типичного содержания каустобиолитов, приведенные в таб. 1, указывают на ожидаемо максимальную корреляцию между МЭ составом углей, горючих сланцев (каустобиолиты заведомо верхнекорового происхождения) с химическим составом верхней континентальной коры. Эти данные дополнены анализом среднего содержания глин, также ожидаемо показавшим наиболее тесную связь со средним химическим составом верхней коры. Напротив, средний МЭ состав типичных нефтей теснее коррелирует с химическим составом нижней континентальной коры (при значительной связи также с составом ОВ). Важно также отметить, что корреляции, полученные для среднего МЭ состава нефти, оказываются существенно более низкими, чем корреляции для глин, углей и сланцев, что указывает на большую сложность и вероятную

Каустобиолиты и глины	Континентальная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения морские	растения наземные	животные морские	животн. наземн.
глины	*0,9/41	0,85/40	0,83/41	0,77/28	0,72/29	0,53/23	0,46/28
угли	0,84/41	0,76/40	0,78/41	0,78/28	0,71/29	0,48/23	0,50/28
черные сланцы	0,82/41	0,84/40	0,80/41	0,78/28	0,75/29	0,57/23	0,56/28
горючие сланцы	0,84/35	0,76/34	0,79/35	0,76/28	0,74/29	0,54/23	0,55/28
средняя нефть	0,60/37	0,58/36	0,63/37	0,61/26	0,58/29	0,59/24	0,54/28

* Значение коэффициента корреляции/количество использованных значений логарифмов концентрации элементов; жирным шрифтом выделены максимальные в ряду величины.

Таб. 1 — Связь МЭ состава каустобиолитов с химическим составом ряда георезервуаров
Tab. 1 — Relationship between the TE composition of caustobiolytes and the chemical composition of geo-reservoirs

Месторождения, возраст	Континентальная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземн.	морские	наземн.
Ромашкинская группа, по аналитическим данным [3]							
Абдрахмановская пл., 6 проб	0,57 ±0,02	0,56 ±0,03	0,59 ±0,02	0,39 ±0,18	0,42 ±0,11	0,51 ±0,16	0,51 ±0,14
Березовская пл., 5 проб	0,55 ±0,02	0,57 ±0,03	0,57 ±0,02	0,48 ±0,17	0,46 ±0,12	0,65 ±0,16	0,60 ±0,15
Ромашкинская группа (нефти сателлитов*) по аналитическим данным [4]							
Пашийский, 5 проб	0,76/ 60	0,77 / 54	0,77 / 60	0,70 / 32	0,75 / 35	0,71 / 30	0,74 / 34
Данково-лебед., 2 пр.	0,74 / 59	0,76 / 53	0,75 / 59	0,76 /31	0,80 /34	0,79 /29	0,81 /33
Кизеловский, 1 пр.	0,73 / 59	0,77 / 53	0,75 / 59	0,76 /31	0,78 /34	0,78 /29	0,79 /33
Бобрик.-радаевск, 3 пр.	0,73 / 59	0,77 / 54	0,75 / 59	0,76 /32	0,80 /35	0,80 /30	0,81 /34
Тульский, 1 пр.	0,70 / 60	0,72 / 54	0,72 / 60	0,63 /32	0,72 /35	0,64 /30	0,72 /34
Средняя разница**	0	2,2±1,1	1,8±0,5	0	5,2±1,9	0	2,2±2,7

* нефти Чеканского, Тумутукского и Тумутук-Чеканского месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля; ** % относительно первого значения

Таб. 2 — Коэффициенты корреляции между МЭ составом нефтей Ромашкинской группы месторождений с составом континентальной коры и биоты
Tab. 2 — Correlation coefficients between the TE petroleum composition of the Romashkinskoye group of oil fields with the composition of the continental crust and biota

полигенность характера образования нефти, в частности, ее МЭ состава. Такие результаты корреляции — устойчиво повторяющиеся при анализе данных по различным нефтеносным бассейнам [5] — определенно указывают, что глубинные процессы играют важную роль в процессах нафтидогенеза (таб. 1, рис. 1).

Применительно к предполагаемой в [9] глубинной абиогенной природе нефтей Ромашкинской группы месторождений, нами был проведен анализ МЭ состава нефтей Ромашкино и группы его месторождений-сателлитов и их сопоставление с данными для других нефтеносных бассейнов. Как известно, по данным многих исследователей для Ромашкинской группы месторождений были выделены так называемые аномальные скважины, для которых на основании геолого-промысловых признаков высказаны утверждения об их дополнительной современной подпитке потоками УВ.

Были предложены и иные объяснения восполнения запасов Ромашкинской группы месторождений. В работе [10] по результатам сравнения содержаний МЭ в нефтях и битумоидах, извлеченных из пород фундамента и из осадочных отложений в районе Ромашкинского месторождения, показано влияние МЭ состава как исходного ОВ из осадочных нефтематеринских толщ, так и выявлены указания на привнос МЭ из глубинных горизонтов. В работе [11] был предложен комплекс показателей, позволяющий проводить геохимический мониторинг нефтей на разрабатываемых месторождениях с целью выявления процессов переформирования залежей в ходе их разработки и возможной подпитки потоками УВ.

В работе [12] высказано предположение о двухфазной генерации заполняющих залежи Ромашкино УВ. Предполагается, что на аномальных скважинах происходит увеличение дебитов и меняется состав нефтей или газоконденсатов в результате молодого этапа нефтегенерации и их подпитки новообразованными нефтями. При этом этот второй этап нефтегенерации связывается не с глубинным подтоком УВ, а с более молодой фазой генерации флюидов из ОВ осадочных толщ.

В работе [13] предлагается вариант объяснения, призванный согласовать данные о восполнении запасов месторождения с указаниями на недостаточность УВ потенциала известных здесь предположительно нефтематеринских свит. На основании анализа состава нефтей делается заключение, что «вероятным источником нефти Ромашкинского и других месторождений Татарстана являются доманикоиды верхнего девона». Однако, ввиду явной недостаточности нефтеносного потенциалы местных нефтематеринских свит, и отвергая пополнение месторождения за счет глубинных источников, в [13] предполагается миграция УВ в Ромашкино из области Предуральского прогиба на расстояние в несколько сот километров с последующей финальной концентрацией мигрирующей нефти в Ромашкинском месторождении.

Можно предположить, что сравнение МЭ состава нефтей Ромашкинского комплекса месторождений с нефтями иных нефтегазоносных бассейнов, а также МЭ состава типичных и аномальных скважин Ромашкинского месторождения даст дополнительные аргументы в пользу одной из перечисленных выше моделей. Ниже кратко представлены результаты такого сравнения на основе подсчетов

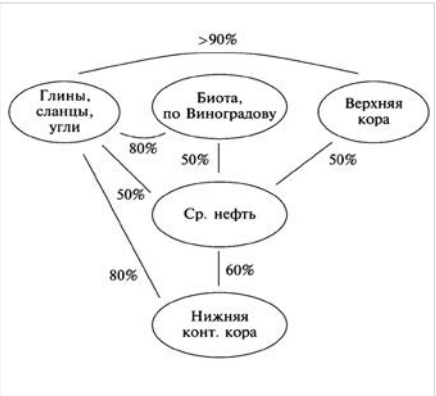


Рис. 1 — Упрощенная модель величины вклада-влияния (по значениям корреляционной связи химического состава) биоты, нижней и верхней континентальной коры на МЭ состав нефти
Fig. 1 — A simplified model of the contribution-effect value (based on the correlation values of the chemical composition) of the biota, the lower and upper continental crust on the TE oil composition

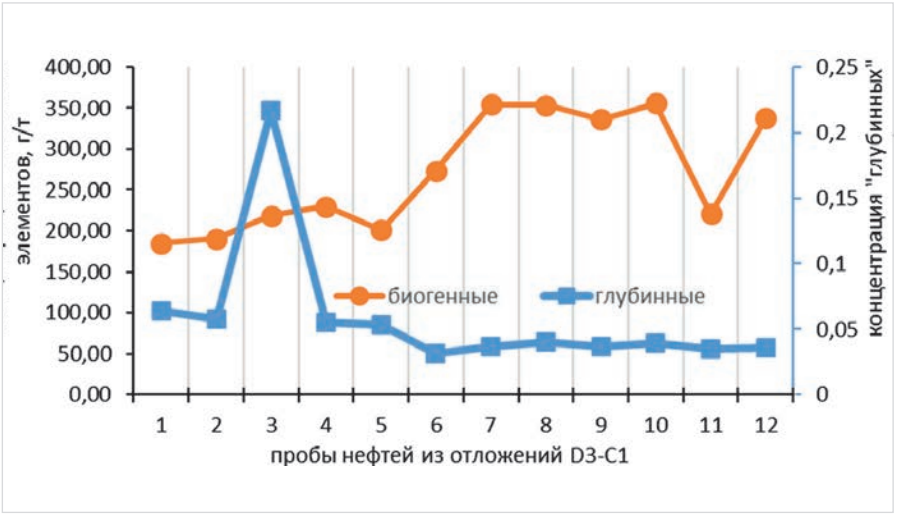


Рис. 2 — Модель распределения различных генетических типов МЭ в разновозрастных нефтях Ромашкинской группы месторождений (по аналитическим данным [4]); биогенные — Σ (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn), глубинные — Σ (Li, Be, La, Sm, Eu)
Fig. 2 — Model distribution of various genetic types of TE in the uneven-aged oils of the Romashkinskoye group of oil fields (according to analytical data [4]); biogenic — Σ (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn), deep — Σ (Li, Be, La, Sm, Eu)

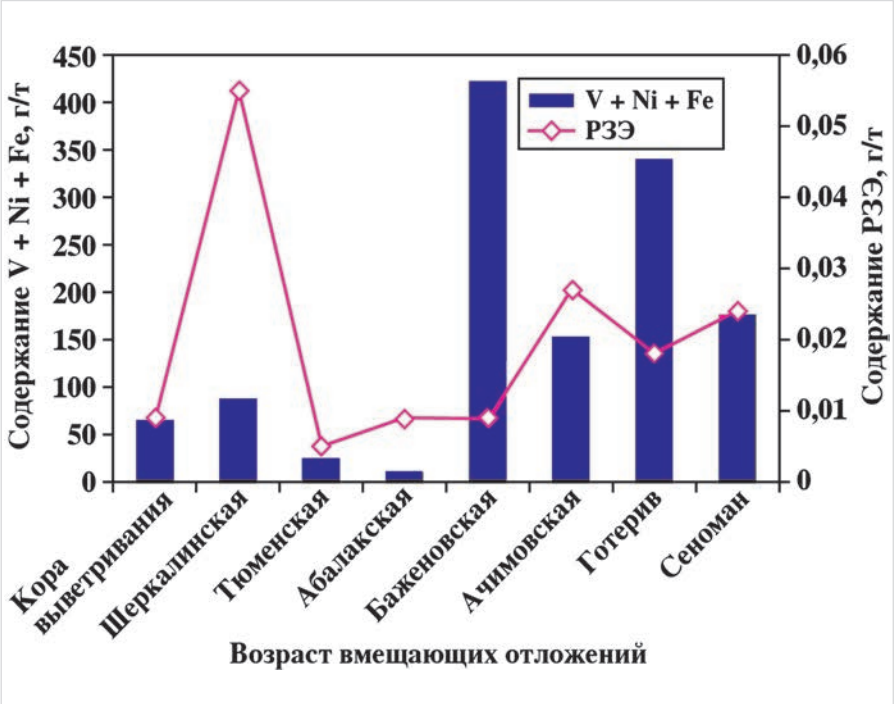


Рис. 3 — Модель распределения различных генетических типов МЭ для разновозрастных толщ Шаимского района Западной Сибири
Fig. 3 — Model distribution of different genetic types of TE for of different ages of Shaimsky region of Western Siberia

значений коэффициентов корреляции.

Результаты нашего анализа не выявили принципиальных различий в характере статистических связей МЭ состава нефтей Ромашкино и других нефтеносных бассейнов, а также МЭ состава аномальных и обычных скважин Ромашкинского месторождения (отметим, правда, что во втором случае результаты сравнения не вполне убедительны в связи с малым числом — всего 12 — доступных значений концентраций элементов). При этом, также, как и для других нефтеносных бассейнов, была выявлена относительно более тесная связь МЭ состава нефтей с химическим составом нижней континентальной коры. Заметим, что по наличию современной подпитки Ромашкинское месторождение также не столь уж уникально. Хорошо известен факт восполнения извлеченных запасов Грозненских месторождений за время прекращения их эксплуатации во время Чеченской войны. Факты восполнения запасов нефти наблюдались и на некоторых других месторождениях.

Была показана также сильная некоррелированность изменения в различных пробах концентрации предположительно биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и глубинных (Li, Be, La, Sm, Eu) элементов (рис. 2). При этом такая некоррелированность также не уникальна для Ромашкинского месторождения; на рис. 3 приведены аналогичные результаты по Западной Сибири. Некоррелированность содержания в нефтях биогенных и глубинных элементов убедительно свидетельствует об их независимом формировании из различных источников.

Исходя из вышесказанного, можно допустить, что доминирующим источником УВ Ромашкино являются породы типа доманикоидов, но не латерально удаленные, а затянутые в область глубинного корового надвига, что и обеспечивает высокую концентрацию УВ в месторождении. Такая трактовка отвечает модели генерации УВ и выноса их к поверхности восходящим потоком флюида по схеме неравновесного проточного реактора [14]. В этой модели массированный нафтидогенез сопряжен с зонами глубинных надвигов и реализуется на основе затягиваемого в зону надвига, рассеянного ОВ при его превращении в УВ и выносе к поверхности потоком разогретого восходящего флюида из глубинных частей надвига. Эти флюиды, будучи молодыми мобилизованными водами, образующимися при дегидратации погружающихся пород, будут аномально опресненными и потому будут довольно хорошо растворять УВ.

Такое предположение позволяет более естественно объяснить формирование и пополнение Ромашкинского месторождения, нежели в рамках модели дальней латеральной миграции УВ через ряд разломных зон при малом градиенте давления или в рамках модели подтока мантийных флюидов. Получаем, что нефтеносность Ромашкинского месторождения достаточно хорошо интерпретируется в рамках модели нафтидогенеза по схеме проточного неравновесного реактора, когда основным источником УВ нефтей является захороненное ОВ, но для массированного нефтеобразования необходима проработка осадочных толщ восходящим потоком разогретых слабоминерализованных флюидов, несущих МЭ метку о характерных глубинах их формирования.

В рамках предполагаемой схемы нафтидогенеза по схеме проточного неравновесного реактора восходящий поток флюидов несет МЭ метку о глубине своего формирования. В типичных глубинных коровых зонах надвига массированные реакции дегидратации затягиваемых в надвиг толщ происходят на уровне нижней коры. Именно это предположительно и определяет более тесную корреляционную связь МЭ состава типичных нефтей со средним химическим составом нижней континентальной коры.

Такая модель весомо подкрепляется результатами анализа МЭ состава молодых нефтей и гидротерм Камчатки по данным [8] для нефтей и гидротермальных вод кальдеры Узона. Анализ этих данных указывает на более тесную связь МЭ состава молодых нефтей и гидротермальных вод с составом не нижней, а средней или верхней коры. Особенно четко и систематически эта тенденция видна по статистически более надежным данным о составе гидротермальных вод (таб. 3). Такое различие естественно связать с тем, что в условиях интенсивного теплового режима вулканических районов Камчатки дегидратация протекает на меньших глубинах, на уровне верхней и средней, а не нижней континентальной коры.

Источники и водоемы	Земная кора		
	Верхняя	Средняя	Нижняя
Скв. 1	0,38/43*	0,41/41	0,30/43
Ист. Термофильный	0,51/43	0,54/41	0,45/43
Ист. Парящий сапожок	0,52/43	0,54/41	0,47/43
ПР НП	0,53/43	0,57/41	0,47/43
Ист. Ящерица	0,50/42	0,52/40	0,45/42
Озеро ОТП	0,55/43	0,58/41	0,50/43
Озеро Банное	0,59/43	0,61/41	0,55/43
Озеро Восьмерка	0,54/43	0,55/41	0,49/43

* через / даны значения коэффициента корреляции и число элементов, использованных при расчете.

Таб. 3 — Корреляции МЭ состава гидротермальных вод Камчатки с МЭ составом верхней, средней и нижней континентальной коры
Tab. 3 — Correlation of the TE composition of hydrothermal waters of Kamchatka with TE composition of the upper, middle and lower continental crust

Итоги

Проведен анализ характера корреляционных связей МЭ состава различных нефтей и других каустобиолитов со средним химическим составом органического вещества и нижней, средней, и верхней континентальной коры. Характер связи для различных исследованных бассейнов нафтидогенеза,

в том числе для группы Ромашкинских месторождений, оказался близким. Для всех нефтей, кроме молодых нефтей кальдеры Узона, выявлена более тесная связь с составом нижней коры. Для молодых нефтей кальдеры Узона на Камчатке такая тенденция отсутствует, а для статистически более надежных данных по МЭ составу гидротермальных вод кальдеры Узона наблюдается существенно более тесная связь со средним химическим составом верхней коры.

Выводы

Результаты полученного анализа свидетельствуют в пользу модели реализации массированного нафтидогенеза по схеме проточного неравновесного химического реактора; при этом МЭ состав нефтей в значительной степени определяется глубинами формирования восходящего потока мобилизованных в ходе дегидратации глубинных вод. В условиях типичного континентального теплового режима этот уровень отвечает глубинам нижней коры. Для активного теплового режима районов современного вулканизма, таких как Камчатка, этот уровень смещается в область средней и верхней коры.

Список литературы

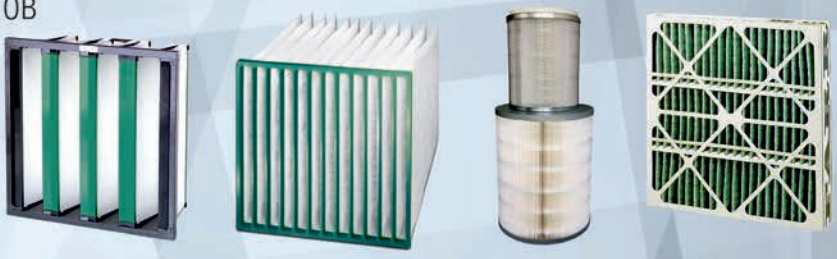
1. Пунанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Доклад РАН. 2008. 422 (1). С. 88–92.
3. Иванов К.С., Биглов К.Ш., Ерохин Ю.В. Микроэлементный состав нефтей Республики Татарстан (на примере Ромашкинского месторождения). Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2013. Выпуск 8. С. 2–6.
4. Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. 2015. №1. С. 53–64.
5. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пунанова С.А. Об относительной роли нижнекоровых верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. №11. С. 1025–1031.
6. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust. Treatise on Geochemistry, 2003, Volume 3. 659 p. ISBN 0-08-043751-6. Elsevier.
7. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. Academic Press, 1966, 241 p.
8. Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка). Геология и геофизика, 2015. №56 (1–2). С. 56–88.
9. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Возобновляются ли запасы нефти // Экономика и организация промышленного производства. 2012. №1. С. 29–34.
10. Каюкова Г.П., Лукьянова Р.Г., Романов Г.В., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи фундамента территории Татарстана. М: ГЕОС. 2009. 492 с.
11. Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т. Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки // Нефть и газ. 2017. №5. С. 83–102.
12. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Сианисян С.Э. Концепция двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины. Успехи органической геохимии. Новосибирск: ИНГГ СО РАН. 2010. С. 64–69.
13. Галимов Э.М., Камалеева А.И. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) — приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? // Геохимия. 2015. №2. С. 103–122.
14. Родкин М.В., Рукавишникова Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система — модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. №3. С. 65–70.

Группа компаний «Канудос» больше десяти лет специализируется в поставках высокотехнологичного оборудования, комплектующих и высококачественных материалов для различных отраслей промышленности.

ПРОИЗВОДИМ:
фильтры воздушные
промышленного назначения

ПОСТАВЛЯЕМ:
фильтры картриджи PecoFaset/Parker
для природного газа, нефтепродуктов

фильтры воздушные Camfil
для КВОУ/ВОУ газовых турбин и осевых компрессоров



Цель компании Канудос — предоставить клиентам энергоэффективные, лучшие в своем классе продукты и услуги по фильтрации воздуха, природного газа, нефтепродуктов и жидкостей, аспирации.

CANUDOS

Офисы и контакты: г. Москва, БП «Румянцево», домовладение 4 Г, офис 236Г
Тел/факс: (495) 240-58-25 info@canudos.ru www.canudos.ru

UDC 553.98

Relationship of biogenic and deep processes on the data of the analysis of oil trace element composition

Authors:
S.A. Punanova — Sc.D., leading researcher[1]; punanova@mail.ru
M.V. Rodkin — Sc.D., chief researcher [1,2]; rodkin@mitp.ru

[1]Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russian Federation
[2]Institute of the theory of earthquake prediction and mathematical geophysics RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract
The results of an analysis of the trace element composition of oil in a number of oil-bearing basins, so-called young oils, other caustobiolytes, organic matter and the average composition of the Earth's crust are briefly reviewed. Quantitatively, the tightness of the trace element composition of various oils with the chemical composition of possible sources of trace element in petroleum was compared. The obtained results testify to the model in which the dominant source of trace elements in oils is an organic matter with the fundamentally important role in the naftidogenesis of the ascending flows of the lower crustal fluids.

Materials and methods
The ratio of biogenic and deep processes of naftidogenesis was carried out based on the content of Trace Elements (TE) in the oils of the deposits of the Volga-Ural, West Siberian oil and gas basins, and deposits in Kamchatka. Data were also used for the thermal waters of the Uzon volcano caldera. Significant correlation between the content of TE in the investigated oils, various geo-reservoirs, lower, middle and upper crust and biota was obtained by correlation methods.

Keywords
trace element composition of oils, correlation value, difference in TE composition of typical and young oils, deep fluid regime.

Results
An analysis was made of character of the correlation of the trace elements composition of various oils and other caustobioliths with the average chemical composition of organic matter and the lower, middle, and the upper continental crust. The nature of the connection for various investigated basins of naftidogenesis, including the group of the Romashkinskoye deposits, turned out to be close. For all oils, besides the young oils of the Uzon caldera, a closer correlation with the composition of the lower crust was revealed. There is no such trend for young oils of the Uzon caldera in Kamchatka, and for statistically more reliable data on the trace elements composition of the hydrothermal waters of the Uzon caldera; in these cases a closer correlation was found with the average chemical composition of the upper crust.

Conclusions
The results of the obtained analysis support the model for the implementation of massive naftidogenesis according to the scheme of a flow-through non-equilibrium chemical reactor, when the trace elements composition is largely determined by the depth of the formation of upstream flow of the mobilized during dehydration deep waters. Under conditions of a typical continental thermal regime, this level corresponds to the depths of the lower crust. For the active thermal regime of areas of recent volcanism, this level shifts to the area of the middle and the upper crust.

References
1. Punanova S.A. O poligennoy prirode istochnika mikroelementov neftey [On the polygenic nature of the source of traceelements of oils]. Geochemistry, 2004, issue 8, pp. 893–907.
2. Gottikh R.P., Pisotskiy B.I., Zhuravlev D.Z. Geokhimicheskie osobennosti nefti razlichnykh regionov i vozmozhnyy istochnik metallov v ney [Geochemical features of oil in various regions and a possible source of metals in it]. Report RAS, 2008, 422 (1), pp. 88–92.
3. Ivanov K.S., Biglov K.Sh., Erokhin Yu.V. Mikroelementnyy sostav neftey Respubliki Tatarstan (na primere Romashkinskogo mestorozhdeniya) [Trace element composition of oils of the Republic of Tatarstan (by the example of the Romashkinskoye deposit)]. Bulletin of the Institute of Geology of the Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2013, issue 8, pp. 2–6.
4. Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P., Izotov V.G., Sitdikova L.M. Mikroelementy v neftyakh nekotorykh mestorozhdeniy-satellitov Romashkinskogo neftyanogo polya (Respublika Tatarstan) [Trace elements in the oils of some satellite deposits of the Romashkinskoye oil field (Republic of Tatarstan)]. Lithosphere, 2015, issue 1, pp. 53–64.
5. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. Ob otnositel'noy roli nizhnekorovykh verkhnekorovykh protsessov v formirovanii mikroelementnogo sostava neftey [On the relative role of lower crustal upper crust processes in the formation of trace element composition of oils]. Geochemistry, 2016, issue 11, pp. 1025–1031.
6. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust. Treatise on Geochemistry, 2003, Volume 3. 659 p. ISBN 0-08-043751-6. Elsevier.
7. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. Academic Press, 1966, 241 pp.
8. Dobretsov N.L., Lazareva E.V., Zhmodik S.M and others. Geologicheskie, gidrogeokhimicheskie i mikrobiologicheskie osobennosti neftyanoy ploshchadki kal'dery Uzon (Kamchatka) [Geological, hydrogeochemical and microbiological features of the oil site of the Uzon caldera (Kamchatka)]. Geology and geophysics, 2015, issue 56 (1-2), pp.56–88.
9. Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. Vozobnovlyayutsya li zapasy nefti [Are oil reserves renewed]. Economics and organization of industrial production, 2012, issue 1, pp. 29–34.
10. Kayukova G.P., Luk'yanova R.G., Romanov G.V., Sharipova N.S. Organicheskaya geokhimiya osadochnoy tolshchi fundamenta territorii Tatarstana [Organic geochemistry of the sedimentary thickness of the foundation of the territory of Tatarstan]. M: GEOS, 2009, 492 p.
11. Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T. Geokhimicheskie kriterii identifikatsii nevyrabotannykh uchastkov neftyanykh zalezhey na pozdney stadii ikh razrabotki [Geochemical criteria for identification of unprocessed sections of oil deposits at a late stage of their development]. Oil and gas, 2017, issue 5, pp. 83–102.
12. Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Sianisyan S.E. Kontseptsiya dvukhetapnogo formirovaniya zalezhey uglevodorodov zapadnogo borta Prikaspiyskoy vpadiny [The concept of two-stage formation of hydrocarbon deposits of the western side of the Caspian depression]. Success of organic geochemistry: INGG SB RAS, 2010, pp. 64–69.
13. Galimov E.M., Kamaleeva A.I. Istochnik uglevodorodov supergigantskogo neftyanogo mestorozhdeniya Romashkino (Tatarstan) — pritok iz kristallicheskogo fundamenta ili neftematerinskie osadochnye otlozheniya? [The source of hydrocarbons of the supergiant oil deposit Romashkino (Tatarstan) — the inflow from the crystalline basement or the petroleum-bearing sedimentary deposits?] Geochemistry, 2015, issue 2, pp. 103–122.
14. Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A. Ochag nefteobrazovaniya kak neravnovesnaya dinamicheskaya sistema — model' i sopostavlenie s empiricheskimi dannymi [The focus of oil formation as a nonequilibrium dynamic system is a model and comparison with empirical data]. Geology of oil and gas, 2015, issue 3, pp. 65–70.

http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/Neft%20gas%20vozobnovlyaemy.pdf.

Надежность в мелочах или как маленький аппарат может обеспечить безопасность энергосистемы предприятий большой страны

Когда речь заходит об обеспечении надежности энергоснабженияи непрерывности технологических процессов стратегически важных отраслей страны, мелочей быть не может. Ведь порой, от качества такого небольшого аппарата как автоматический выключатель, может зависеть не только стабильная работа системы энергообеспечения десятков тысяч ответственных объектов, но и жизнь людей.

И здесь важно, чтобы изготовители комплектного электротехнического оборудования КТП и НКУ использовали проверенные временем и испытаниями надежные продукты. При этом, отечественное происхождение этих продуктов будет гарантировать бесперебойность поставок и своевременный сервис, что актуально в современных экономических условиях.

Понимая это, такие производители комплектного электротехнического оборудования как НИПОМ, АО «ЭЛЕКТРОЩИТ», г. Чехов, АО «Электромаш», ООО "ПромНефтеГазАвтоматика", ООО Завод «Саратовгазавтоматика» и другие активно применяют в решениях для предприятий ПАО «Газпром», ПАО «Роснефть», ПАО «Транснефть»продукцию ведущего отечественного производителя низковольтного оборудования – Курского электроаппаратного завода.

Курский электроаппаратный завод (КЭАЗ) с 1945 года разрабатывает и производит надежную электротехнику. Полный цикл производства: от разработки в конструкторском бюро до выпуска готового изделия со сборочного конвейера позволяет компании гарантировать надежность работы каждого выпускаемого аппарата.

Продукты КЭАЗ разработаны специально для работы в суровых российских погодных и эксплуатационных условиях и соответствуют требованиям отечественных и международных стандартов качества.

Сегодня КЭАЗ предлагает комплекс низковольтных и высоковольтных аппаратов, которые обеспечивают надежную защиту энергооборудования объектов нефтяной и газовой отрасли. Аппараты созданы в рамках реализации программыимпортозамещения и являются полноценными аналогами известных зарубежных брендов по характеристикам и габаритным размерам. Совместное применение аппаратов таких серий как OptiMat D, OptiMat A, OptiDin дает возможность комплексного подхода в изготовлении низковольтных комплектных устройств. На все модели установлен гарантийный срок эксплуатации — 5 лет.

Автоматические выключатели в литом корпусе — OptiMat D

OptiMat D — серия автоматических

выключателей в литом корпусе с микропроцессорными расцепителеми — новейшая разработка конструкторов КЭАЗ для защиты системы электроснабжения объектов на токи до 630А. Сегодня в России только КЭАЗ полностью освоил производство этих аппаратов.

Широкий выбор аксессуаров дает возможность использовать для решений любой сложности всего два типоразмера аппарата:

- OptiMat D100; 250 — номинальный ток (Iном) от 40А до 250А
- OptiMat D400; 630 — номинальный ток (Iном) от 160 до 630А

Воздушные автоматические выключатели — OptiMat A

OptiMatA — воздушные автоматические выключатели, предназначенные для установки в качестве вводных и секционных аппаратов на подстанциях и распределительных пунктах, на номинальные токи до 4000 А. OptiMatA — единственный воздушный автоматический выключатель с микропроцессорным расцепителем, производство которого локализовано в России.

Устройства на DIN-рейку — OptiDin

OptiDin — устройства на DIN-рейку КЭАЗ — полный комплекс модульных аппаратов для построения различных схем автоматизации и управления технологическими процессами.

Более 2000 исполнений аппаратов серии OptiDin позволяют обеспечить любой проект всеми необходимыми видами и типами устройств на DIN-рейку отечественного производства:

- Модульные автоматические выключатели OptiDin BM63, BM125.
  КЭАЗ обладает уникальными для России компетенциями по производству модульных автоматических выключателей на токи до 125А.
- Устройства дифференциальной защитыOptiDinVD63, D63, DM63
- Устройства защиты от перенапряжений OptiDin OM
- Реле управления и защиты OptiDin
- Контакторы модульные OptiDin MK63
- Устройства подачи команд и сигналов модульные OptiDin FSL63, SL63, KM63, ZM63

Слоган КЭАЗ — «Надежность без компромиссов» — определяет высокие стандарты, в соответствии с которыми завод производит комплекс современных аппаратов и гарантирует их безотказную работу в решениях на самых ответственных объектах нашей страны, в тех решениях, где мелочей не бывает...

КЭАЗ

КЭАЗ.
НАДЕЖНОСТЬ БЕЗ КОМПРОМИССОВ

Адрес: Россия, г. Курск,
ул. Луначарского 8
Тел.: +7 (4712) 39-99-11
keaz.ru

Освоение Арктики: технологии электрообогрева для северных широт

Эпоха легкой нефти подошла к концу. Теперь всем стало понятно, что за нефтью и газом нужно идти в новые неизведанные месторождения. Последние мировые геологоразведки подтверждают огромные запасы Арктики, причем основная часть ресурсов хранится на шельфе Северного ледовитого океана. По оценкам специалистов, к 2050 году морские месторождения Арктики будут обеспечивать от 20 до 30 процентов всей российской нефтедобычи. Эксперты Организации Объединенных Наций подсчитали примерную стоимость этих ресурсов — это порядка 28 триллионов долларов. Получается, что Арктика — это «золотое дно» ледяного океана, но на поверхности — экстремальные климатические условия. Какие технологии помогут в освоении заполярных месторождений?

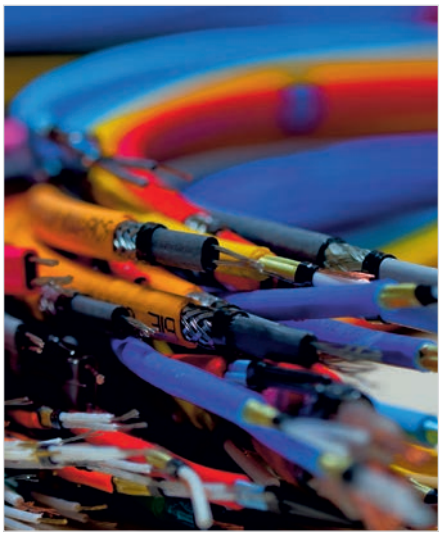
«ССТэнергомонтаж» (входит в ГК «ССТ») поставила системы электрообогрева для объектов шельфового месторождения им. В. Филановского

Такие проекты как «Ямал СПГ», МЛСП «Приразломная», терминал «Ворота Арктики» показали, что синергия государства, бизнеса и общества способна «сказку сделать былью». Хотя на пути к неразведанным богатствам полярного региона стоят вполне реалистичные сложности — это низкие температуры, холодное море, льды, полярная ночь, вечная мерзлота, тундра и тайга, большая глубина залегания ресурсов, удаленность месторождений от населенных пунктов. Вдобавок природные условия у каждого северного района разные, что делает каждый проект по-своему уникальным и многогранным.

Возникает закономерный вопрос — как укротить вечную мерзлоту? Для бесперебойной работы нефтегазовых месторождений в условиях Арктики необходимы специальные системы и технологии, которые обеспечат бесперебойную работу скважин, оборудования и прилегающей инфраструктуры. Такие технологии как электрообогрев.

Ведущей компанией в этой области является Группа компаний «Специальные системы и технологии», которая обладает 27-летним опытом обустройства систем электрообогрева на объектах нефтегазового комплекса.

Вспомнить, к примеру, арктический проект «Ямал СПГ». Группа компаний «Специальные системы и технологии» поставила на объект 256 км нагревательных кабелей общей мощностью 4540 кВт. Помимо «Ямал СПГ» системами электрообогрева ГК «ССТ» оснащены объекты нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», ледостойкие стационарные платформы на месторождениях им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и «Жданов А» в Каспийском море, а также Заполярное, Бованенковское, Харьягинское



ГК «ССТ» производит полностью отечественную токопроводящую матрицу и саморегулирующиеся кабели на ее основе

месторождения и другие. Всего Группой компаний «Специальные системы и технологии» уже реализовано более 10 тысяч проектов в области промышленного электрообогрева. Совокупная протяженность трубопроводов, которые обогреваются системами ГК «ССТ», превышает 20 тысяч километров.

Проблема обогрева объектов стоит остро для районов Арктики. Острая необходимость обогрева трубопроводов в условиях Крайнего Севера диктуется тем обстоятельством, что транспортировка нефти, воды и газа осложняется образованием парафиновых, ледяных и газогидратных пробок. В случае остановки, вода в водоводе может замерзнуть и разрушить трубу. Углеводороды при низких температурах значительно увеличивают свою вязкость, что увеличивает нагрузку на насосы, а при остановке транспортировки образуют непроходимые пробки.

Наличие системы обогрева позволяет обеспечить нормальное круглогодичное функционирование арктических объектов. Поэтому, с одной стороны, системы обогрева обеспечивают стабильность технологических процессов на месторождении, а, с другой — создают безопасную и комфортную среду для персонала, обогревая прилегающую инфраструктуру.

Группа компаний «Специальные системы и технологии» разработала решения, которые применяются для арктических проектов:

- Гибкий самонесущий нагреватель для скважин с зонами повышенной и пониженной мощности, созданный для профилактики и ликвидации АСПО в трубе — система обогрева скважин Stream Tracer™;
- Системы на основе саморегулирующихся и резистивных кабелей для поддержания технологических температур в резервуарах;
- Индукционно-резистивная система нагрева (система на основе скин-эффекта) для обогрева магистральных трубопроводов длиной до 60 км без сопроводительной сети;
- Резистивная система по обогреву сверхдлинных трубопроводов длиной до 120 км с подачей питания из одной точки или без ограничений по длине с сопроводительной сетью (VeLL);
- Высокотемпературные нагревательные кабели термостойкостью до +800°С для шельфовых платформ;
- Специальные нагреватели для безопасности авиаполетов и обеспечения судовых работ.

Отдельное внимание хочется уделить судостроительной отрасли, без которой дальнейшее освоение Арктики невозможно. Продукты ГК «ССТ» помогают предотвращать обледенение судового оборудования, обеспечивают бесперебойную работу систем пожаротушения, безопасное передвижение персонала на путях эвакуации судна, поддержание функционирования спасательного оборудования при температурах до минус 50°С.

ГК «ССТ» стремится создавать под замысел заказчика новые решения мирового уровня. Высокое качество продукции подтверждено крупнейшими европейскими сертификационными центрами, такими как VDE, DEKRA, Sira, TÜV, NANIO CCVE. Системы промышленного электрообогрева ГК «ССТ» сертифицированы на соответствие стандартам Международной Электротехнической комиссии для взрывоопасных сред (IEC Ex). Кроме того, производство аттестовано международными EPC-подрядчиками, получены сертификаты ATEX и VDE.

Компания располагает многолетней отраслевой экспертизой и собственным научно-исследовательским центром, инжиниринговой компанией для разработки, производства, поставки и монтажа систем электрообогрева. Все это позволяет Группе компаний «Специальные системы и технологии» реализовывать проекты любой сложности во всех широтах.

ГК «ССТ» участвует в программе импортозамещения и включена в официальный реестр российских производителей Минпромторга РФ.

Российские технологии по освоению Арктики и ее шельфа активно развиваются. Не последнюю роль в этом процессе играют государство и бизнес. Практика показывает, что нет ничего невозможного, когда аккумулируются ресурсы и опыт профессионалов для реализации амбициозных и масштабных проектов.

ГК «ССТ» располагает 45 000 кв. м производственных площадей

ССТ ЭНЕРГО МОНТАЖ

141008, Московская область,
г. Мытищи, Проектируемый проезд 5274, стр. 7
Тел/факс: +7 495 627-72-55
www.sst-em.ru, www.sst.ru
info@sst-em.ru

УДК 550.3

Интегрирование данных электромагнитных и сейсморазведочных исследований на всех стадиях геологоразведочных работ: от поисково-оценочного этапа до разработки месторождений углеводородов

И.В. Буддо
к.г.-м.н., заместитель главного геофизика[1], ведущий инженер[2]
biv@ierp.ru

А.С. Смирнов
к.г.-м.н., начальник отдела интегрированного анализа геолого-геофизических данных[3], доцент[4]
a.smirnov@ggr.gazprom.ru

Н.В. Мисюркеева
ведущий геолог[1], ведущий инженер[2]
mnv@ierp.ru

И.А. Шелохов
геофизик[1], ведущий инженер[2]
sia@ierp.ru

А.В. Поспеев
д.г-м.н., ведущий научный сотрудник[2]
avp@ierp.ru

В.В. Касьянов
заместитель начальника отдела интегрированного анализа геолого-геофизических данных[3]
v.kasyanov@ggr.gazprom.ru

Ю.А. Агафонов
к.т.н., генеральный директор[1]
aua@ierp.ru

[1]АО «Иркутское электроразведочное предприятие», Иркутск, Россия
[2]Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия
[3]ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия
[4]ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

В статье обоснована актуальность совершенствования имеющихся и разработка новых технологий совместной интерпретации геофизических методов, направленных на поиски и разведку месторождений углеводородов. Рассмотрены возможности сейсморазведки и электроразведки методом зондирования становлением поля в ближней зоне (далее — ЗСБ) при решении нефтегазопоисковых задач в Западной Сибири. Применительно к сейсморазведке детально рассмотрена возможность анализа

На сегодняшний день актуальной является задача совершенствования имеющихся и разработка новых технологий совместной интерпретации геофизических методов, играющих важную роль на всех стадиях геологоразведочных работ (далее — ГРР) на углеводороды. Основная цель данных исследований — комплексирование современной сейсморазведки и электроразведки, направленное на повышение эффективности данных методов при поисках и разведке месторождений нефти и газа в Западной и Восточной Сибири.

Разведка и освоение крупных нефтяных и газоконденсатных месторождений приполярной области Западной Сибири в значительной степени опираются на результаты проводимых здесь сейсморазведочных работ 2D-3D. При этом залежи характеризуются сложным геологическим строением вмещающего разреза и большим диапазоном глубин целевых интервалов от 900 м для сеноманских залежей газа до 4000 м для верхне-среднеюрских залежей нефти, газа и газоконденсата. Сложные сейсмогеологические условия затрудняют использование сейсмических методов исследований. Вместе с тем, применение электроразведки позволяет изучить удельное электрическое сопротивление перспективных интервалов разреза и, с привлечением результатов петрофизических исследований, оценить тип насыщения коллектора.

В 2016 г. в условиях Арктической зоны Западной Сибири были выполнены уникальные высокоплотные сейсморазведочные МОВ ОГТ 3D и электроразведочные работы методом ЗСБ в модификациях 3D и малоглубинного ЗСБ (далее — мЗСБ). По результатам работ были построены детальные сейсмогеологические и геоэлектрические модели исследуемого разреза для диапазона глубин от 10 до 5000 м [1, 4].

Сейсморазведочные исследования

В последнее десятилетие, в связи с повышенным интересом нефтегазовой геологии к изучению трещиноватых коллекторов в плотных породах осадочного чехла и кристаллических породах фундамента, активно развиваются методы численного моделирования распространения сейсмических волн, используемые на различных этапах и стадиях ГРР [5].

Проблема представления о физике

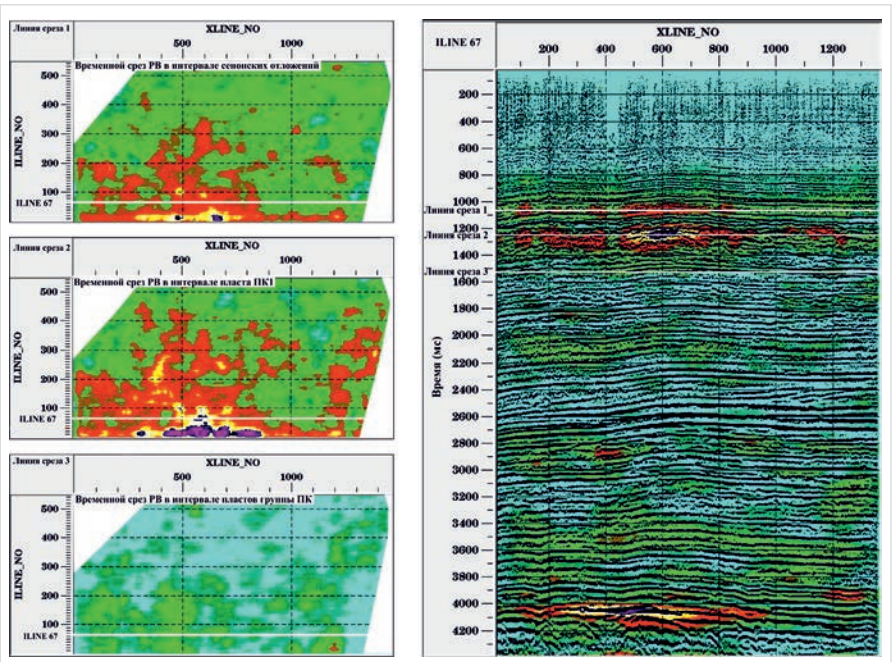


Рис. 1 — Анализ поля РВ МОВ ОГТ 3D в интервале сенонских отложений, сеноманской залежи, пластов группы ПК, пород фундамента.
Fig. 1 — Analysis of the scattered wave field from 3D seismic in the Senonian Fm., the Cenomanian Fm. Intervals, the PK horizons and the basement rocks

рассеянных волн для прогноза зон трещиноватости и кавернозности. Проведение электроразведки ЗСБ позволяет уточнить контуры залежей углеводородов, выявленных по сейсморазведке. Опираясь на данные бурения, петрофизические зависимости и емкостные характеристики коллектора (по сейсморазведке), возможно перейти к прогнозу типа его насыщения – определению коэффициента остаточной водонасыщенности. Показано, что результаты, полученные с помощью интегрирования сейсморазведочных и электромагнитных зондирований, позволяют существенно повысить детальность и непротиворечивость геологической модели участка исследований на всех этапах исследований: от поисково-разведочных работ до стадии разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

Материалы и методы

В исследованиях были использованы материалы, полученные в ходе производственных и камеральных сейсморазведочных и электроразведочных работ в Западной Сибири, с привлечением современных подходов, включая математическое моделирование.

Ключевые слова

интегрирование, сейсморазведка, рассеянные волны, электроразведка, тип насыщения

влияния нефтегазонасыщения горных пород на изменение энергии колебаний упругих волн, до настоящего времени точно не решена и носит неоднозначный характер. Расчет потери энергии за счет трения флюидов о стенки пор и за счет теплообмена между твердой фазой и заполнителем на основе применения теории Френкеля-Био показывает, что нефтегазонасыщение приводит к некоторому увеличению поглощения продольных волн. Более существенное влияние на ослабление энергии продольных колебаний оказывает двухфазность флюида. При распространении фронта волны через неоднородные по своему строению залежи углеводородов (состоящие из газа–воды, нефти–воды) происходит более существенное изменение амплитудно-частотного состава продольных волн.

Аналогичный эффект потери энергии продольных волн наблюдается при прохождении фронта волны через зоны с резким изменением фильтрационно-емкостных свойств среды, каналов флюидомиграций, «газовых труб». В областях с высокой трещинноватостью, кавернозностью происходит перераспределение энергии падающих продольных волн в сторону увеличения восходящих потоков за счет эффекта рассеивания.

По многочисленным теоретическим и экспериментальным данным выявлено, что наиболее интенсивные рассеянные волны (далее — РВ) возникают в зонах открытой трещиноватости и многочисленных каверн. Значительная густота и раскрытость трещин в подобных зонах приводят к существенному затуханию сейсмической энергии и возникновению рассеянной составляющей волнового поля. Микротрещиноватость резервуаров в значительной степени образуется вследствие естественного флюидоразрыва пород резервуаров при образовании залежи УВ за счет инъекции глубинных флюидов (в виде парогазовой смеси), что приводит к дополнительному возрастанию спектральной энергии рассеянной компоненты в волновом поле.

В результате анализа атрибутов РВ по данным МОВ ОГТ 3D на рассматриваемом участке работ (рис. 1, 2) были установлены обширные и многочисленные аномалии РВ в отложениях сенона, сеноманская залежь в поле РВ смотрится однозначно. Ниже по разрезу в южной части участка и частично на северо-востоке фиксируются значительные аномалии РВ в пластах группы ПК (рис. 1).

В интервале шельфовых отложений также наблюдаются несколько обширных по простиранию зон разуплотнений, интенсивность которых несколько ниже. Глубже по разрезу (в интервале ачимовской толщи) энергия РВ заметно снизилась. Однако уже в отложениях верхней юры и ниже вплоть до фундамента (в котором отмечаются максимальные значения энергии РВ) интенсивность поля рассеянных волн снова возросла (рис. 2).

Области с аномально высокими значениями энергии поля РВ в перспективных отложениях, по нашему мнению, вызваны пустотами разного диаметра и протяженности, заполненными углеводородами и водой. Другими словами, хаотичной трещиноватостью, образовавшейся (в значительной степени) многочисленными флюидоразрывами под воздействием внедренных в ослабленные зоны потоков газов и флюидов с нижних интервалов разреза. Их наличие — это важный поисковый критерий нефтегазоносности. Выделенные зоны трещиноватости по высокому уровню энергии РВ представляют важный поисковый интерес, их положение в общих чертах совпадает с залежами УВ в осадочном чехле на многих разведанных лицензионных участках.

Методика с использованием РВ была опробована не только на месторождениях Западной Сибири, но и на значительной части месторождений и лицензионных участках Восточной Сибири. Получив положительный результат применения данной методики на уже выявленных месторождениях, мы считаем, что данный подход может использоваться

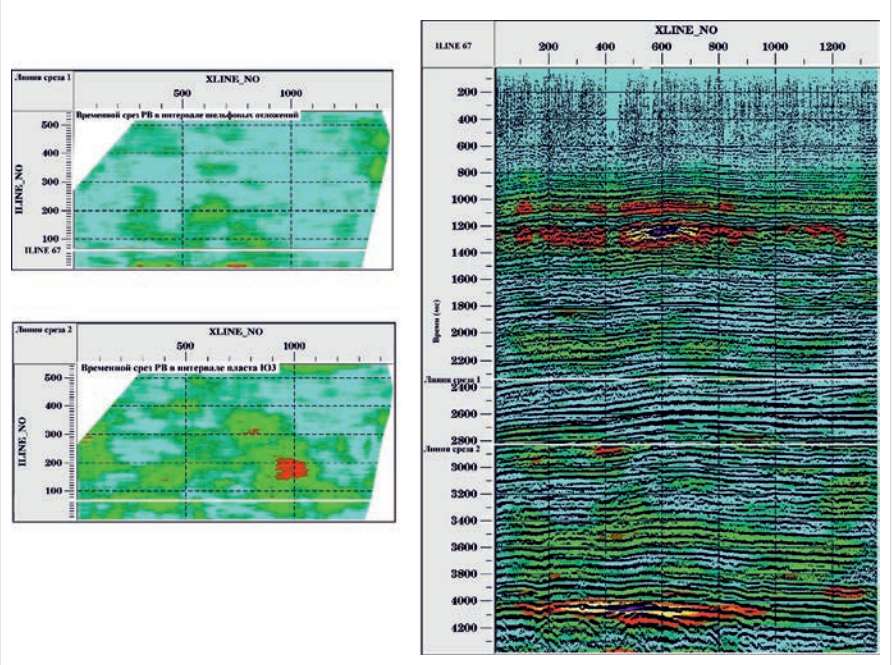


Рис. 2 — Анализ поля РВ 3D МОГТ в интервале шельфовых пластов, пласта Ю3, пород фундамента

Fig. 2 — Analysis of the scattered wave field from 3D seismic in the shelf Neocomian, Jurassic U3 intervals and the basement rocks

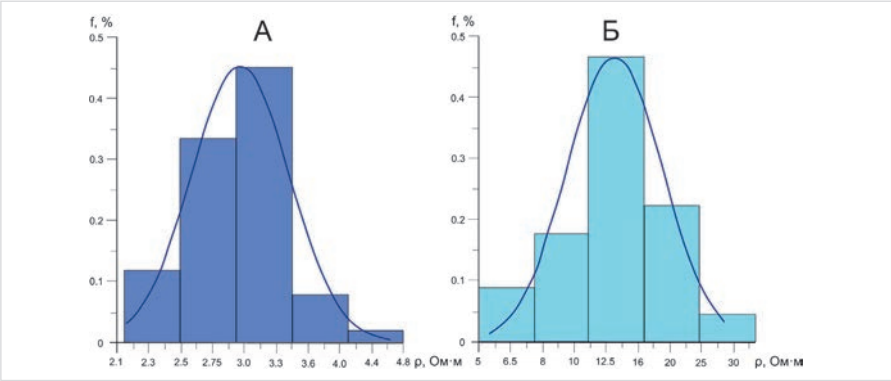


Рис. 3 — Гистограммы распределения сопротивления пласта ПК1 при водном (А) и газовом (Б) насыщениях
Fig. 3 — Histograms of the PK1 resistivity distribution for water (A) and gas (B) saturations

для поиска и разведки сложнопостроенных и глубокозалегающих месторождений с коллекторами трещинно-кавернозного типа на недостаточно изученных глубоким бурением и других территориях.

Электромагнитные исследования

В 70–80 гг. прошлого века на территории Западной Сибири, в т.ч. Ямало-Ненецкого АО (далее — ЯНАО), был выполнен значительный объем электроразведочных работ различными методами, включая магнитотеллурические зондирования (далее — МТЗ) и ЗСБ. Однако во многих случаях результаты электроразведочных работ оказывались недостаточно информативными. Такое положение вещей объяснялось сложной геологической задачей — выделения углеводородонасыщенных коллекторов (высокоомных объектов) в хорошо проводящем разрезе (суммарная проводимость варьирует от многих сотен до нескольких тысяч сименс). Зачастую перспективные в нефтегазоносном отношении объекты залегают на большой глубине в 2–3 км и более. В столь сложных геологических условиях, учитывая несовершенство аппаратуры того времени, решить задачу было крайне сложно. Также на объемы проводимых электроразведочных работ повлиял развал СССР, приведший многие геологоразведочные организации в упадок. Все вышеперечисленные факторы привели к тому, что на протяжении последних десятков лет глубинная нефтегазопоисковая электроразведка выполнялась практически только на территориях нераспределенного фонда, по заказу Роснедр. Подавляющий объем электроразведочных работ выполнялся методом МТЗ, тогда как работы ЗСБ в ЯНАО, да и в целом в Западной Сибири, практически вовсе не проводились.

Однако в настоящее время высокий уровень технических возможностей электроразведки позволяет решать сложные задачи, ранее трудновыполнимые. Так в 2013 г. в пределах одного из лицензионных участков Тазовской губы был выполнен пилотный проект, целью которого являлась оценка перспектив нефтегазоносности не только меловых, но и юрских отложений. Необходимо отметить, что оценка перспектив юрских отложений — достаточно сложная задача, учитывая значительную глубину их залегания — более 4 км. Поэтому был применен комплекс электроразведочных методов: ЗСБ, МТЗ, а также малоглубинные ЗСБ.

Результаты, полученные с помощью интегрирования сейсморазведочных и электромагнитных зондирований, позволяют существенно повысить детальность и непротиворечивость геологической модели участка исследований на всех этапах исследований: от поисково-разведочных работ до стадии разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

Петрофизические предпосылки применения электроразведки в Западной Сибири

Отличительной особенностью литологии отложений осадочного чехла Западной Сибири является его относительно молодой мезо-кайнозойский возраст, типично осадочное происхождение. Это обуславливает слабую литификацию пород, относительно большое распространение слабосцементированных пород. Анализ зависимостей РП = f($к_п$) дает основание сделать вывод о высоком сопротивлении кристаллической матрицы пород, слагающих мезозойские коллекторы — более первых сотен Ом•м. В частности, определяющий характер на изменение пористости пласта ПК1 отложений сеномана играет его глинизация.

В ходе исследований для определения средней величины сопротивления водо- и газонасыщенного коллектора ПК1 использованы материалы интерпретации данных бокового каротажа скважин. Значения $ρ_в$ и $ρ_г$ равны 3 и 14 Ом•м соответственно (рис. 3). Таким образом, среднее соотношение сопротивления газонасыщенного и водонасыщенного коллектора для пласта ПК1 составляет примерно 4.5/1. Для верхневаланжин-аптского НГК значения $ρ_в$ и $ρ_г$ равны 9 и 21 Ом•м соответственно, т.е. отношение значений $ρ_г/ρ_в$ немногим превышает 2. Необходимо отметить, что для коллекторов верхневаланжин-аптского НГК характерна более сложная структура порового пространства по сравнению с отложениями ПК1.

Электромагнитные исследования методом ЗСБ

Метод ЗСБ имеет давние традиции применения в России при решении широкого круга геологических задач: от изучения верхней части разреза до поисков и разведки месторождений углеводородов. Нестационарные электромагнитные зондирования могут применяться для решения различных геологических задач, в основе которых лежит дифференциация слагающих разрез горных пород по удельному электрическому сопротивлению (далее — УЭС). Для работ методом ЗСБ используют два основных типа сетей наблюдений: площадные и профильные. Профильные сети наблюдений в основном используются, когда отсутствует сеть сейсмических профилей или в условиях работы в урбанизированных районах. Площадные сети используются для решения задач детального

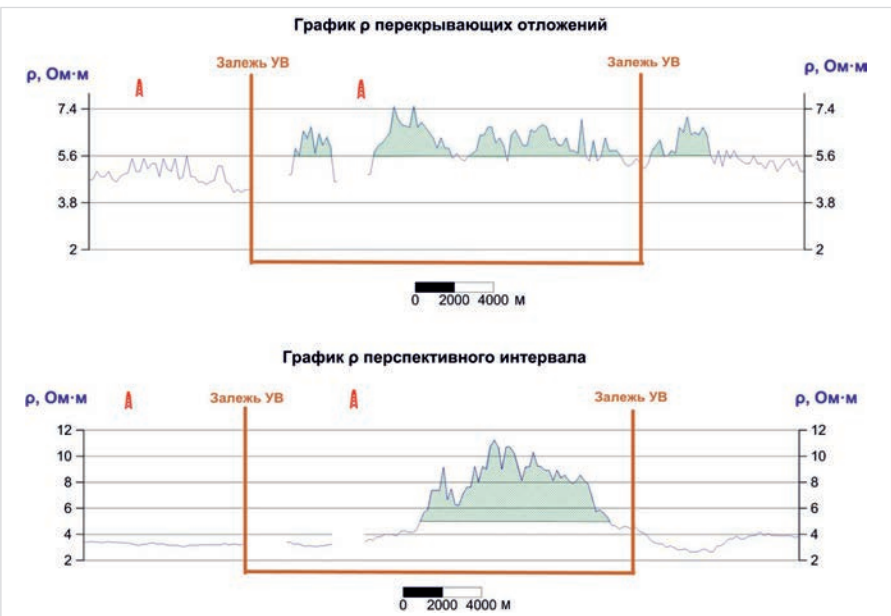


Рис. 4 — Графики УЭС перспективного интервала (сеноман) и перекрывающих отложений
Fig. 4 — Graphs of the prospective interval (cenomanian) and cap rocks resistivity

1 – скважины глубокого бурения; 2 – контур установленной залежи пласта ПК1 по данным сейсморазведочных работ; 3 – аномалия УЭС, приуроченная к газовой залежи пласта ПК1.

разреза. Такие сети проектируются, как правило, по заранее имеющейся сети сейсмических профилей.

Оценка перспектив нефтегазоносности по данным электромагнитных зондирований на поисково-оценочном этапе

По результатам работ ЗСБ, проведенных в ЯНАО в 2013 г., были определены поисковые признаки наличия залежей УВ (рис. 4):

— повышение удельного электрического сопротивления коллектора;

— повышение удельного электрического сопротивления перекрывающих отложений.

На основании выявленных поисковых признаков участок работ был районирован по степени перспективности в нефтегазоносном отношении. Необходимо учесть, что применение ЗСБ позволяет уточнить контуры залежей углеводородов, выявленных по сейсморазведке. Опираясь на данные бурения, петрофизические зависимости и емкостные характеристики коллектора (по сейсморазведке), возможно перейти к прогнозу типа его насыщения — определению коэффициента остаточной водонасыщенности.

Особенный интерес представляет прогноз нефтегазоносности среднеюрских отложений, где поведение коллектора очень изменчиво и тип насыщения напрямую не зависит от структурного фактора. В данных условиях применение электроразведки актуально, особенно на поисковых и разведочных этапах.

Электромагнитные исследования на этапах доразведки и разработки

На стадиях доразведки и разработки месторождений УВ актуальными являются задачи уточнения положения флюидоконтактов, коллекторских свойств перспективных горизонтов, оценки горно-геологических условий бурения, а также изучения верхней части разреза (далее — ВЧР): оценки структуры многолетнемерзлых пород (далее — ММП), картирования залежей газогидратов, поисков подземных вод и т.д. [6].

Известно, что изучение верхней части разреза при постановке традиционных нефтегазопоисковых сейсморазведочных работ проблематично. Необходимо принять во внимание, что на глубине менее 500 м возможно наличие залежей свободного газа и газогидратов, что также повышает актуальность изучения ВЧР несейсмическими методами. С другой стороны, за счет повсеместного распространения ММП в ВЧР, его неоднородного строения качество сейсморазведочных материалов может существенно ухудшаться. Модели строения ВЧР, структуры ММП могут быть использованы при обработке данных сейсморазведки для повышения точности структурных построений [3].

По данным электроразведочных работ мЗСБ, выполненных в 2016 г. в условиях Арктической зоны Западной Сибири, в разрезе территории исследования выявлено двухслойное строение многолетнемерзлых пород, представленных толщами современной и реликтовой мерзлоты, разделенных межмерзлотным таликом. Выявлены субвертикальные аномалии геоэлектрических свойств пород, которые могут являться подводящими каналами миграции газа из глубинных

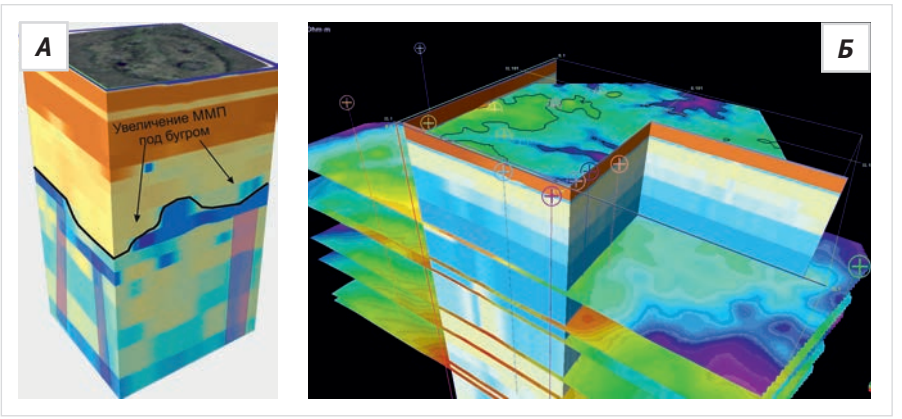


Рис. 5 — Пример результатов электромагнитных исследований: А — объемная 3D геоэлектрическая модель бугра пучения по мЗСБ (ВЧР); Б — геоэлектрический 3D куб по данным глубинных 3D ЗСБ.
Fig. 5 — Example of the electromagnetic studies results: A — 3D geoelectric model of the pingo from sTEM; B — geoelectric 3D cube from 3D TEM data

интервалов разреза. Кроме того, получены объемные 3D геоэлектрические модели бугров пучения (булгунняхов), проявленных на территории исследований. По изменению удельного электрического сопротивления пород ВЧР сделано предположение, что в местах увеличения мощности ММП и сопротивления по данным мЗСБ могут быть обнаружены залежи газогидратов и газа в свободном состоянии.

В свою очередь, при оценке перспектив нефтегазоносности применение комплексных высокоплотных исследований позволяет выполнять прогноз коллекторских свойств и типа насыщения перспективных горизонтов в широком диапазоне глубин от сенон-сеноманских, неокомских залежей мела до среднеюрских отложений. При этом результаты электро- и сейсморазведки хорошо дополняют другу друга, позволяя изучать емкостные свойства горизонтов-коллекторов, а также тип их насыщения. Так, в пределах территории исследования выполнен прогноз перспектив нефтегазоносности отложений сеномана, шельфового неокома, ачимовской толщи и отложений верхней и средней юры (рис. 5).

Итоги

Обоснована актуальность совершенствования имеющихся и разработка новых технологий совместной интерпретации геофизических методов, направленных на поиски и разведку месторождений углеводородов. Показана эффективность подходов интерпретации сейсморазведки (анализ рассеянных волн) и электроразведки методом зондирования становлением поля в ближней зоне для решения нефтегазопоисковых задач.

Выводы

Результаты комплексных исследований в Западной и Восточной Сибири, полученные за последние годы, позволяют вполне обоснованно рекомендовать комплекс геологоразведочных работ, состоящих из электромагнитных и сейсморазведочных исследований на нефть и газ, как рациональный. Именно интегрирование сейсморазведки и несейсмических методов делает возможным повышение точности и достоверности геологических моделей месторождения. Вместе с тем, изучение верхней части разреза – получение детальной геоэлектрической модели – позволяет не только использовать ее для повышения качества обработки данных сейсморазведки, картировать изменчивую структуру многолетнемерзлых пород, но и изучать проявление опасных криогенных процессов.

Литература

1. Мисюркеева Н.В., Буддо И.В., Агафонов Ю.А., Смирнов А.С., Жариков М.Г., Кулинченко А.С. Результаты применения электромагнитных исследований 3D ЗСБ и мЗСБ в условиях Арктической зоны Западной Сибири. Научно-практическая конференция «Геомодель 2017». Геленджик, 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201702225.
2. Смирнов А.С., Горлов И.В., Яицкий Н.Н., Горский О.М., Игнатьев С.Ф., Поспеев А.В., Вахромеев А.Г., Агафонов Ю.А., Буддо И.В. Интеграция геолого-геофизических данных — путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. 2016. №2. С. 56–66.
3. Шарлов М.В., Буддо И.В., Мисюркеева Н.В., Шелохов И.А., Агафонов Ю.А. Опыт эффективного изучения верхней части разреза методом зондирования становлением поля в ближней зоне с системой Fastsnap // Приборы и системы разведочной геофизики, 2017. №2. С. 8–23.
4. Buddo I.V., Misurkeeva N.V., Shelohov I.A., Agafonov Y.A., Smirnov A.S., Zharikov M.G., Kulinchenko A.S. Experience of 3D Transient Electromagnetics Application for Shallow and Hydrocarbon Exploration within Western Siberia. EAGE Conference & Exhibition 2017. Paris, 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201700667.
5. Pervushin A.V., Segal Y.Z., Smirnov A.S. The new method of the seismic data processing when studying the complex folded sediments. International conference and exhibition on geoscience. Saint Petersburg, 2006.
6. Sharlov M.V., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I.A., Agafonov Yu.A. Transient electromagnetic surveys for high resolution near-surface exploration: basics and case studies. First break, 2017, vol. 35, issue 9, pp. 63–71.

UDC 550.3

Integration of electromagnetic and seismic survey data at all stages of geological exploration: from the prospecting stage to the development of hydrocarbon fields

Authors:
Igor V. Buddo — Ph.D., deputy chief geophysicist[1], lead engineer[2]; biv@ierp.ru
Alexander S. Smirnov — Ph.D., head of integrated analysis of geological and geophysical data[3], associate professor[4]; a.smirnov@ggr.gazprom.ru, smirnovas@tyuiu.ru
Natalya V. Misyurkeeva — lead geologist[1], lead engineer[2]; mnv@ierp.ru
Ivan A. Shelohov — geophysicist[1], lead engineer[2]; sia@ierp.ru
Alexander V. Pospeev — Sc.D., lead researcher[2]; avp@ierp.ru
Viacheslav V. Kas'yanov — deputy head of the department of integrated analysis of geological and geophysical data[3]; v.kasyanov@ggr.gazprom.ru
Yuri A. Agafonov — Ph.D., general director[1] aua@ierp.ru

[1]JSC IERP, Irkutsk, Russian Federation
[2]Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the RAS, Irkutsk, Russian Federation
[3]LLC Gazprom Geologorazvedka, Tyumen, Russian Federation
[4]Federal State Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen" Tyumen, Russian Federation
Borets Company, Moscow, Russia

Abstract
The article describes the importance of improving existing and developing new technologies for joint interpretation of geophysical methods aimed at prospecting and exploration of hydrocarbon fields.
The potential of seismic prospecting and electromagnetic exploration by transient electromagnetic method in the near field zone (TEM) in solving oil and gas exploration problems in Western Siberia are considered. Regarding to seismic prospecting, the possibility of analyzing scattered waves for the prediction of fracture and cavernousness zones is considered in detail. Conducting TEM survey makes it possible to clarify the contours of hydrocarbon fields identified by seismic prospecting. Based on drilling data, petrophysical studies and reservoir capacitance characteristics (by seismic survey), it is possible to proceed to the saturation type prediction - to determine the water saturation value. It is shown that the results obtained by integrating seismic and electromagnetic surveys make it possible to significantly increase the detail and reliability of the survey area geological model at all stages of geological exploration: from prospecting to the development and exploitation stage of hydrocarbon fields.

Materials and methods
Within research, seismic and electromagnetic surveys data acquired during exploration in Western Siberia were used. Research methods: analysis of all available geological and geophysical data with the use of modern approaches, including mathematical modeling.

Keywords
ntegration, seismic survey, scattered waves, electromagnetic survey, saturation type

Results
The importance of improving existing and developing new technologies for joint interpretation of geophysical methods aimed at prospecting and exploration of hydrocarbon fields was proved. The effectiveness of seismic interpretation approaches (analysis of scattered waves) and transient electromagnetic method in the near field zone for solving oil and gas exploration problems is shown.

Conclusions
The results of integrated studies in Western and Eastern Siberia, obtained in recent years, allow recommend a set of geophysical methods consisting of electromagnetic and seismic exploration for oil and gas as optimal. It is the integration of seismic and non-seismic methods that makes it possible to increase the accuracy and reliability of geological models of the field. At the same time, studying the upper part of the section — obtaining a detailed geoelectric model — allows not only to use it to improve the quality of seismic data processing, map the poorly continuous structure of permafrost, but also to study the dangerous cryogenic processes appearance.

References
1. Misyurkeeva N.V., Buddo I.V., Agafonov Yu.A., Smirnov A.S., Zharikov M.G., Kulinchenko A.S. R*ezul'taty primeneniya elektromagnitnykh issledovaniy 3D ZSB i mZSB v usloviyakh Arkticheskoy zony Zapadnoy Sibiri.* [TEM and sTEM Electromagnetic Studies Application in Geological Settings of Arctic Zone of Western Siberia]. Science and Applied Research Conference "Geomodel 2017". Gelendzhik, 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201702225.
2. Smirnov A.S., Gorlov I.V., Yaitskiy N.N., Gorskiy O.M., Ignat'ev S.F., Pospeev A.V., Vakhromeev A.G., Agafonov Yu.A., Buddo I.V. I*ntegratsiya geologo-geofizicheskikh dannykh — put' k sozdaniyu dostovernoy modeli Kovyktinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniy.* [Integration of geological and geophysical data is a way to design an accurate model of the kovykta gas condensate deposit]. Geologija nefti i gaza, 2016, issue 2, 56–66 pp.
3. Sharlov M.V., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I.A., Agafonov Yu.A. O*pyt effektivnogo izucheniya verkhney chasti razreza metodom zondirovaniya stanovleniem polya v blizhney zone s sistemoy Fastsnap* [Experience of effective study of the upper part of the section by near-field transient electromagnetic sounding method with FastSnap system]. Pribory i sistemy razvedochnoj geofiziki, 2017, issue 2, pp. 8–23.
4. Buddo I.V., Misurkeeva N.V., Shelohov I.A., Agafonov Y.A., Smirnov A.S., Zharikov M.G., Kulinchenko A.S. Experience of 3D Transient Electromagnetics Application for Shallow and Hydrocarbon Exploration within Western Siberia. EAGE Conference & Exhibition 2017. Paris, 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201700667.
5. Pervushin A.V., Segal Y.Z., Smirnov A.S. The new method of the seismic data processing when studying the complex folded sediments. International conference and exhibition on geoscience. Saint Petersburg, 2006.
6. Sharlov M.V., Buddo I.V., Misyurkeeva N.V., Shelokhov I.A., Agafonov Yu.A. Transient electromagnetic surveys for high resolution near-surface exploration: basics and case studies. First break, 2017, vol. 35, issue 9, pp. 63–71.

Роторы не прощают дисбаланс!

Научитесь понимать причины дисбаланса и проводить балансировку на курсах нашей Академии!

Для большого числа даже технически грамотных людей, дисбаланс и балансировка - это не до конца понятные явления. Широкий спектр учебных программ по теории и практике балансировки поможет внести полную ясность и дать Вам знания, в которых Вы нуждаетесь.
Инвестиции в образование, несомненно, окупят себя. Вы обязательно это поймете, когда в очередной раз будете оценивать результаты работы и увидите, что продукт Вашего труда стал лучше!

www.balancing-academy.ru

АКАДЕМИЯ балансировки

Отдел Дополнительного Профессионального Образования (Лицензия № 039108 от 24.01.2018 г.)

ООО «Дюрр Системс РУС» 127473, г. Москва, ул. Краснопролетарская 16, стр. 1, подъезд 3
Телефон +7 (495) 741 0091, ab-moscow@durr.com

УДК 550.3

Применение метода контролируемого царапания для исследования механических свойств горных пород

А.В. Носиков
руководитель группы петрофизического обеспечения отдела геомеханического и седиментационного моделирования[1]

К.В. Торопецкий
заместитель генерального директора по науке[2]

Б.О. Михайлов
начальник научно-аналитического управления[2]
bmikhailov@nsknipi.ru

П.С. Черныш
начальник управления лабораторных исследований[2]

А.А. Дорошенко
к.т.н., заместитель начальника ИТЦ по моделированию[1]
a.doroshenko@ggr.gazprom.ru

Г.А. Борисов
к.ф.-м.н., генеральный директор[2]

[1]ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия
[2]ООО «НовосибирскНИПИнефть», Новосибирск, Россия

В статье показан способ непрерывного определения упруго-прочностных свойств горных пород методом контролируемого царапания. Созданная установка позволяет получать информацию о силе сопротивления перемещению индентора, царапанию на цилиндрических образцах синтетических и натуральных материалов (кернов). Разработанная методика позволяет пересчитывать полученные с помощью установки значения силы в предел прочности при неограниченном одноосном сжатии.

Материалы и методы
Метод контролируемого царапания, специализированная установка для царапания образцов керна, анализ результатов.

Ключевые слова
полноразмерный керн, скретч-тест, методика контролируемого царапания, упруго-прочностные характеристики, профильные измерения, твёрдость, склерометрия

В нефтегазовой отрасли все более актуальным направлением работы является создание и внедрение цифровых геолого-геомеханических моделей резервуара, основанных на построении пространственного распределения физико-механических свойств и напряженного состояния горных пород. Использование таких моделей позволяет решать широкий спектр прикладных задач на всем жизненном цикле скважины, включая проектирование бурения, крепления и освоения [1].

Значения физико-механических свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности) могут быть получены только при лабораторном исследовании образцов кернового материала, отобранного в процессе бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Однако такие исследования являются дорогостоящими, а количество кернового материала, извлекаемого на поверхность, ограничено и, как правило, охватывает только продуктивные горизонты. Кроме того, существуют горные породы (каменные соли, аргиллиты), отбор образцов из которых или их анализ по разным причинам затруднены (текучесть солей при статических исследованиях, развитие трещиноватости) [2].

Поэтому принятым способом исследования физико-механических свойств является построение многомерных регрессионных моделей с использованием совокупности данных лабораторных исследований образцов керна, результатов интерпретации комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения, а

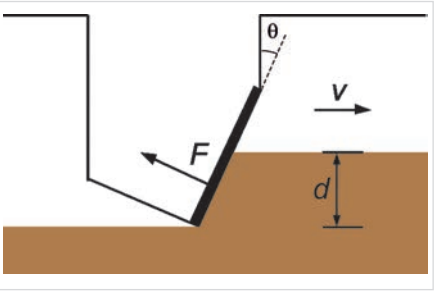


Рис. 1 — Изображение силы при царапании
Fig. 1 — Image of force during scratching

также наземных и скважинных методов сейсмо- и электроразведки и т.д. [2].

В отличие от перечисленных выше методов исследования керна, дающих представление о механических характеристиках в точках изъятия образцов, известен подход, названный на Западе «скретч-тестом» (далее — SRS), а в России — «методом контролируемого царапания» (далее — МКЦ). Этот метод дает практически непрерывную (или квази-непрерывную) характеристику прочностных свойств и может использоваться для предварительного расчленения на механические фракции [3]. Основа МКЦ состоит в измерении силы сопротивления при царапании образца керна, и, в зависимости от режимов, характеризует предел прочности при неограниченном одноосном сжатии (далее — UCS) или коэффициент трещиностойкости материала [4].

Целью работы является методическое обоснование применения МКЦ для экспресс-расчленения на механические фракции и профилирования упруго-прочностных

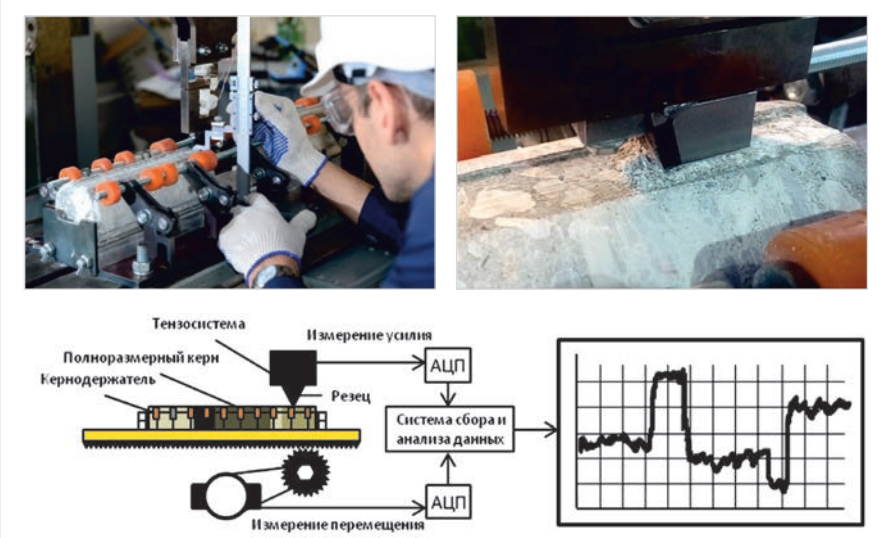


Рис. 2 — Схема и фото установки
Fig. 2 — Diagram and photo of the test equipment

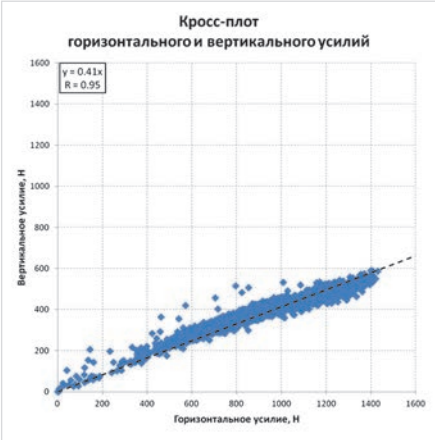


Рис. 3 — Сопоставление вертикальной и горизонтальной сил на резце
Fig. 3 — Comparison of vertical and horizontal forces on the tool bit

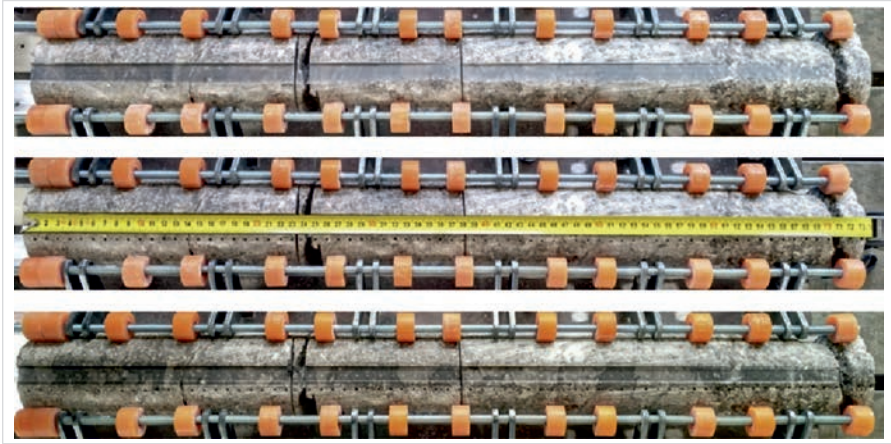


Рис. 4 — Полноразмерный керн на разных стадиях исследования (сверху вниз): сразу после шлифовки, разметка под тест Бринелля, после контролируемого царапания
Fig. 4 — Full-size core at various stages of the study (from top to bottom): after grinding, marking for a Brinell test, after controlled scrat-test

свойств полноразмерных образцов керна.

Способы определения предела прочности

В массовом сегменте лабораторных испытаний для определения предела прочности используется метод одноосного сжатия образцов правильной формы плоскими плитами по ГОСТ 21153.2-84. Учитывая погрешность определения упруго-прочностных свойств пород при лабораторных испытаниях, субъективный подход при отборе стандартных образцов керна из полноразмерного, а также невысокую степень связи точечных результатов лабораторных измерений и ГИС, конечная точность получаемых моделей оказывается недостаточной для решения практических задач [2]. Это влечет за собой неправильную оценку свойств и напряжений геологического объекта, выбора направления бурения, расчет эффективности ГРП и т.д. Зачастую вводятся калибровочные параметры, куда, фактически, переносятся все неопределенности, возникающие в модели на разных этапах ее конструирования и не поддающиеся прямым замерам.

Оригинальная методика контролируемого царапания применяется для определения микротвердости материала посредством внедрения при нагрузке индентора не более 2 Н [5]. Однако с 1992 года предпринимаются попытки адаптировать данную методику для определения прочности горных пород [6] и [7] и получения метода оценки предела прочности, лишенного перечисленных выше недостатков.

Суть метода контролируемого царапания заключается в измерении силы на резце при царапании керна, изображенного на рис. 1. Существует два режима разрушения материала при проведении исследования: пластический и хрупкий [8]. Пластическое разрушение происходит при небольших глубинах резки (для разных пород верхний предел глубины варьируется от ~0.5 мм до 2 мм) [8] и характеризует прочность материала. В этом режиме порода разрушается на мелкие частицы размером 10–100 мкм (фактически это зерна, складывающие горную породу). При превышении предельной глубины царапания реализуется режим хрупкого разрушения, характеризующийся созданием трещины вдоль направления царапания и последующим отколом больших обломков породы размером порядка глубины царапания [9].

Согласно работам [6, 7, 8] сила на резце прямо пропорционально пределу прочности при одноосном сжатии исследуемого материала:

$$F = F_{horizontal} + F_{vertical} \sim \varepsilon w d \quad (1),$$

где $F_{horizontal}$ и $F_{vertical}$ — горизонтальная и вертикальная компоненты силы, Н; ε — удельная энергия разрушения материала, МПа; w — ширина резца, мм; d — глубина погружения резца, мм. Принимая во внимание тот факт [10], что удельная энергия разрушения материала прямо пропорциональна UCS, то выражение принимает вид:

$$UCS(\text{МПа}) = \alpha(1/\text{мм})\frac{F_{horizontal}(\text{Н})}{d(\text{мм})} \quad (2),$$

где α — константа, в которую входит ширина резца и соотношение внутренней энергии разрушения и UCS, 1/мм.

Экспериментальная установка

Испытания проводились на специализированной установке, показанной на рис. 2. Механическая часть позволяет изокинетически (с постоянной скоростью) царапать образцы керна длиной от 10 до 1000 мм на скоростях от 12,5 до 4000 мм/мин. Кернодержатель состоит из секций, в которых может закрепляться керн разных форм и размеров. Глубина царапания может меняться в диапазоне от 50 до 2500 мкм с дискретностью в 50 мкм и точностью в 10 мкм.

Установка позволяет измерять силу в диапазоне 0–2000 Н с точностью 0,5 Н, причем независимо, как горизонтальную, так и вертикальную компоненты. Исполнительная часть представлена твердосплавным резцом, который устанавливается под углом в диапазоне 70–90° по отношению к плоскости образца.

Методика включает следующие подготовительные операции:

Рис. 5 — Схема выбуривания стандартных образцов керна для измерения UCS
Fig. 5 — Scheme of drilling standard cores for measuring UCS

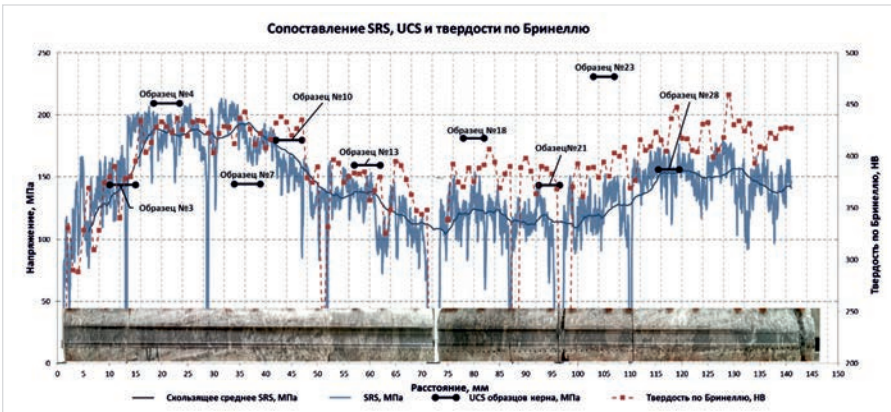


Рис. 6 — Результат интерпретации скретч-теста, совмещенный с точечными замерами твердости по Бринеллю, и точечными замерами UCS на стандартных образцах керна
Fig. 6 — Results of interpretation of scratch test, combined with Brinell hard point measurements, and UCS spot measurements on standard core samples

1 Закрепление полноразмерного керна в картридже.
2 Шлифование поверхности под единую плоскость.
3 Финальное выравнивание под резец.

Далее выполняется контролируемое царапание породы при заглублении 200 мкм и скорости 100 мм/мин.

Анализ полученных результатов

Авторами статьи были исследованы полноразмерные образцы (диаметр 100 мм) керна, отобранные из скважины Ковыктинского месторождения (Восточная Сибирь). Образцы керна представлены отложениями литвинцевской свиты, сложенной преимущественно доломитами и известковистыми доломитами. Далее приведены результаты контролируемого царапания 1,5 метров керна в 3 проходки. После каждой проходки проводились замеры коэффициента твердости по шкале Бринелля с шагом 10 мм. Для определения UCS классическим методом были также отобраны девять коллекций, состоящих из трех стандартных цилиндрических образцов в каждой коллекции (диаметр 30 и длина 60 мм), отобранных вдоль оси полноразмерного керна (поперек естественного напластования горных пород).

На рис. 3 приведен кросс-плот вертикального (по нормали) и горизонтального (по касательной) сил на резце.

Наблюдается отличная (достаточная для анализа результатов) корреляция горизонтальных и вертикальных сил, причем степенная функция точнее описывает корреляционную зависимость, учитывая нелинейность при больших нагрузках. Ввиду высокой степени связи вертикальной и горизонтальной сил, все дальнейшие вычисления выполнялись с использованием горизонтальной составляющей.

На рис. 4 приведены фотографии полноразмерного керна на разных стадиях исследования, включая фотографии сразу после шлифовки и разметку под тест Бринелля. На рис. 5 показана схема выбуривания стандартных образцов из полноразмерного керна.

На рис. 6 приведен результат интерпретации проведенных исследований — расчетное значение UCS, коэффициент твердости по Бринеллю и точечные замеры UCS на стандартных образцах керна.

Две точки UCS (образцы №18 и 23), наиболее сильно отклонившиеся от профиля UCS, вычисленного по результатам МКЦ, попадают в зоны с наибольшей дисперсией силы на резце, т.е. повышенной неоднородности, и были исключены как из калибровок, так и теста зависимостей. В области высокой прочности (UCS›200 МПа) тест по Бринеллю недооценивает фактический UCS.

На рис. 8 показаны кросс-плоты нагрузки на резце и полученных величин с учетом тестовой и обучающей выборок.

В результате калибровки на обучающей выборке был установлен линейный коэффициент, связывающий сила на резце с UCS с коэффициентом корреляции R=0,87. Здесь важно отметить, что калибровочная выборка должна охватывать полный диапазон UCS, включая минимальное и максимальное значения. В результате проверки полученной калибровочной зависимости на тестовой выборке был получен коэффициент корреляции R=0,70, что говорит об удовлетворительном качестве интерпретации данных МКЦ. Авторами статьи отобраны тройки стандартных образцов, каждый из которых привязан к одной и той же координате по образцу и характеризует однородность прочностных свойств в сечении полноразмерного образца. При сопоставлении с данными МКЦ были выбраны образцы, расположенные прямо напротив дорожки МКЦ. (расположенные максимально близко к треку от резца МКЦ).

Графики скользящей дисперсии и скользящего градиента являются отражением механической однородности керна и могут быть использованы для обоснования мест отбора стандартных образцов для построения паспорта прочности. Причинами неоднородности могут быть наличие скрытой трещиноватости, слоистости и прочих структурно-текстурных особенностей горных пород. Соответственно, при отборе стандартных образцов следует расположить тройку образцов таким образом, чтобы один из них располагался прямо напротив дорожки МКЦ. В дальнейшем, UCS данного образца должен быть определен статическим методом. На рис. 9 показаны результаты трех последовательных проходок МКЦ и замеров коэффициента твердости методом Бринелля.

Наблюдаемый нами нелинейный рост нагрузки при большем заглублении, вероятно,

Рис. 7 — Результат вычисления скользящего среднего и дисперсии
Fig. 7 — The result of the calculation of the moving average and the variance

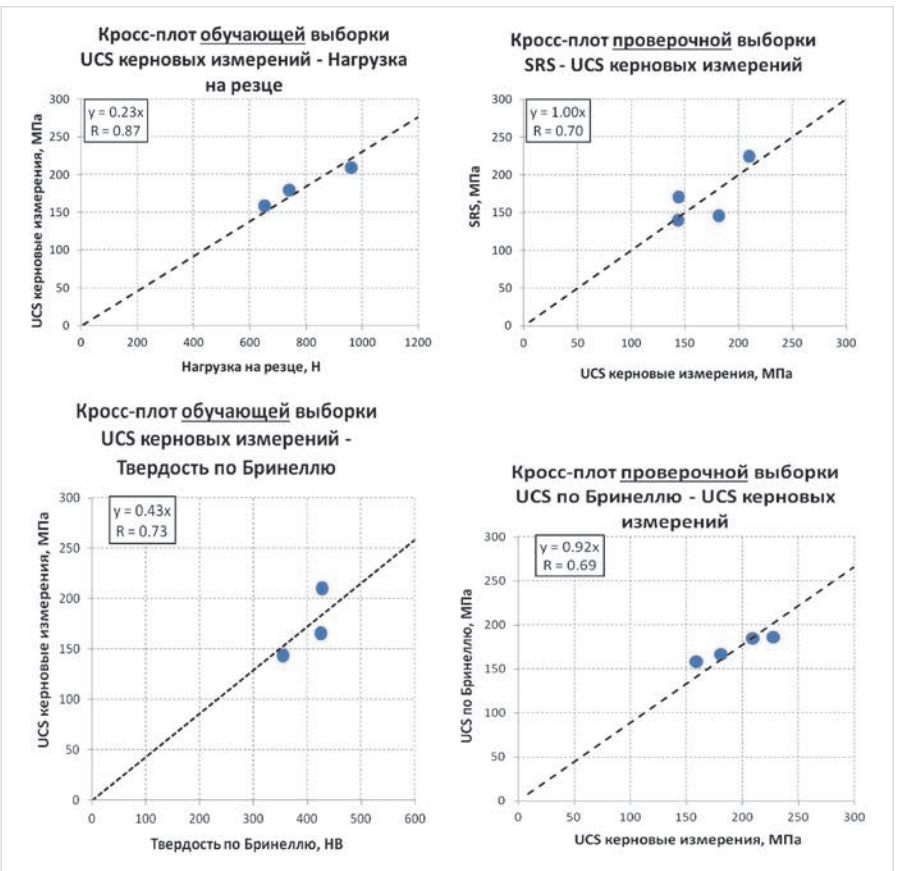


Рис. 8 — Кросс-плот UCS на стандартных образцах — сила на резце (на обучающей выборке) и кросс-плот SRS по скретч-тесту — UCS на стандартных образцах (на проверочной выборке)
Fig. 8 —Crossplot UCS on standard samples - force (on training sample), and crossplot SRS (scratch test) - UCS on standard samples (on a test sample)

связан с трением о боковые грани трассы, так как более прочные породы могут не разрушаться, а сжиматься по бокам, образуя трассу меньшей ширины.

На рис. 10 изображен сводный графический планшет 18 метров разреза (литвинцевская свита), включающий литостратиграфию, фотоколонку керна, результаты интерпретации МКЦ (SRS) и комплекс ГИС (кавернномер, гамма-, гамма-гамма-плотностной, нейтрон-нейтронный, акустический и электромагнитный каротажи). Видно, что SRS намного детальнее расчленяет разрез по механическим свойствам, нежели комплекс ГИС. Кроме того, на SRS видны вариации, которые никак не объясняются геофизическими характеристиками, и, следовательно, не могут быть точно восстановлены с помощью комплекса ГИС.

Для кластерного расчленения и разметки полноразмерного керна можно использовать три параметра из результатов профилирования: среднее значение UCS, дисперсию UCS, соотношение вертикальной и горизонтальной составляющей нагрузки на резец. Полученный профиль предела прочности с высоким разрешением можно считать достоверным и использовать его в дальнейшем как для кластерного расчленения полноразмерного керна, так и для целей геомеханического моделирования.

Нелинейный рост нагрузки при большем заглублении, вероятно, связан с трением о боковые грани трассы, так как более прочные породы могут не разрушаться, а сжиматься по бокам. Следовательно, необходим только один измерительный проход. Вертикальная и горизонтальная нагрузки отлично согласуются.

Тест по методу Бринелля не охватывает диапазон UCS›200 МПа для горных пород, вследствие чего происходит недооценка в области высокой прочности. Увеличение погрешности в определении истинного профиля UCS по глубине скважины неизбежно, так как не всегда предел прочности по поверхности керна коррелирует с объемным пределом прочности.

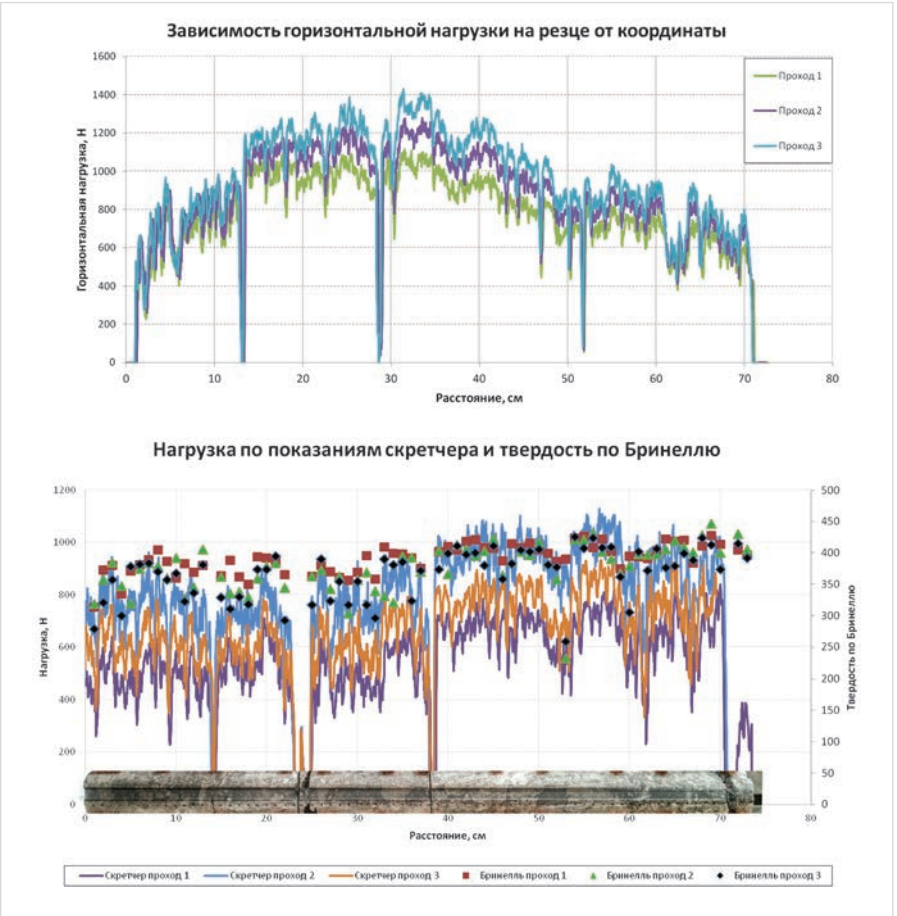


Рис. 9 — Сопоставление последовательных проходок скретч-теста и твердости по Бринеллю
Fig. 9 — Comparison of sequential scratch test results and Brinell hardness

Итоги

Приведены результаты контролируемого царапания 1.5 метров керна в 3 проходки. После каждой проходки проводились замеры коэффициента твердости по шкале Бринелля с шагом 10 мм. Для определения UCS классическим методом были также отобраны девять коллекций, состоящих из трех стандартных цилиндрических образцов в каждой коллекции (диаметр 30 и длина 60 мм), отобранных вдоль оси полноразмерного керна (поперек естественного напластования горных пород).

Выводы

Методика контролируемого царапания керна позволяет увеличить детальность и точность изучения физико-механических свойств горных пород для построения одномерных геомеханических моделей. Сопоставление полученных детальных профилей физико-механических характеристик с результатами ГИС позволяет установить достоверные корреляции при восстановлении синтетических профилей упруго-прочностных свойств горных пород по разрезу. Более того, результат профилирования физико-механических свойств по керну может служить характеристикой для уточнения привязки керна, особенно в наиболее проблемных интервалах отбора керна, например, сложенных галогено-сульфатно-карбонатными горными породами, где увязка по ГК или БК может быть неоднозначной.

Помимо оценки физико-механических свойств методика контролируемого царапания может использоваться для разметки полноразмерного керна — определения мест выбуривания стандартных образцов с целью получения максимальной информации об объекте при минимальном числе исследований, а также поиска наиболее однородных по свойствам зон для выбуривания наиболее близких по характеристикам образцов для построения паспорта прочности.

Литература

1. Торопецкий К.В., Каюров Н.К., Черемисин А.Н., Лушев М.А., Самойлов М.И., Ульянов В.Н., Борисов Г.А. Построение 1D физико-механических моделей и решение задач устойчивости ствола скважины и прискважинной зоны // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2016. №11. С. 29–41.
2. Торопецкий К.В., Ульянов В.Н., Борисов Г.А., Курмангалиев Р.З., Каюров Н.К., Аржанцев В.С. Обзор петрофизических зависимостей для построения одномерных геолого-геомеханических моделей в задачах устойчивости ствола скважины при бурении // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2016. №12. С. 31–44.
3. Germay C., Richard T., Mappanyompa E., Lindsay C., Kitching D., Khaksar A. The Continuous-Scratch Test: A High-Resolution Strength Log for Geomechanical and Petrophysical Characterization of Rocks. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, pp. 432–440.
4. Lin J.-S., Zhou Y. Can scratch tests give fracture toughness? Engineering Fracture Mechanics, 2013, issue 109, pp. 161–168.
5. Паршев С.Н., Полозенко Н.Ю. Микротвердость материалов. Методические указания к лабораторной работе. Волгоград: ВолгГТУ, 2004. 15 с.
6. Almenara R., Detournay E. Cutting experiments in sandstones with blunt PDC cutters. ISRM Symposium EuRock, 1992, pp. 215–220.
7. Suarez-Rivera R., Stenebrataten J., Dagrain F. Continuous Scratch Testing on Core Allows Effective Calibration of Log-Derived Mechanical Properties for use in Sanding Prediction Evaluation. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Texas, USA, 2002, 7 p.
8. Richard T. Determination of Rock Strength from Cutting Tests. Master's thesis, University of Minnesota, 1999.
9. Gamwo I.K., Lyons D.K., Lin J.S., Jaime M.C., Finite Element Modeling of Rock Cutting. 44th U.S. Rock Mechanics Symposium, 2010, 7 p.
10. Dagrain F. Influence of the cutter geometry in rock cutting with PDC cutter: an experimental approach. Master's thesis. University of Minnesota, 2001.

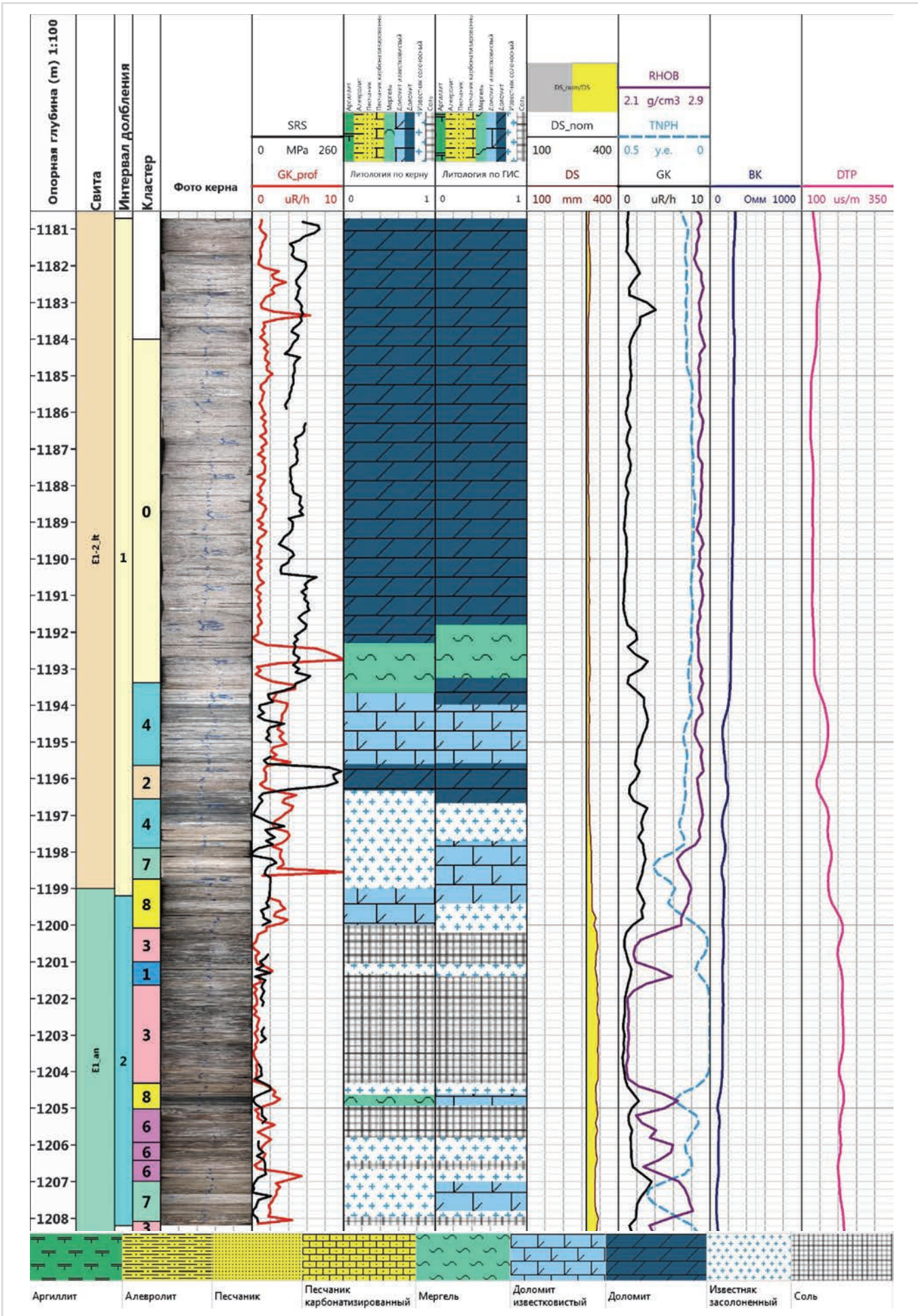


Рис. 10 — Сводный планшет, включающий литостратиграфию, фотоколонку керна, результаты интерпретации МКЦ и комплекс ГИС
Fig. 10 — Consolidated tablet including lithostratigraphy, core photon, interpretation results of scratch-test and well logging complex

The application of the method of controlled scratching to study the mechanical properties of rocks

UDC 550.3

Authors:
A.V. Nosikov — the head of the petrophysical support group of the geomechanical and sedimentation modeling department[1]
K.V. Toropetsky — deputy general director for science[2]
B.O. Mikhailov — head of scientific and analytical department[2]; bmikhailov@nsknipi.ru
P.S. Chernysh — head of laboratory research department[2]
A.A. Doroshenko — Ph.D., deputy head of ETC for modeling[1]; a.doroshenko@ggr.gazprom.ru
G.A. Borisov — Ph.D., general director[2]

[1]Gazprom Geologorazvedka" LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]"NovosibirskNIPIneft" LLC, Novosibirsk, Russian Federation

Abstract
The article shows a method for the continuous determination of the elastic-strength properties of rocks by the method of controlled scratching. The created installation allows obtaining information about the resistance to displacement of the indenter, scratching on cylindrical samples of synthetic and natural materials (cores). The developed technique allows to recalculate the values of force obtained by setting the strength of the tensile strength with unlimited uniaxial compression.

Materials and methods
Method of controlled scratching, specialized installation to scratch core samples, results analysis.

Keywords
full-size core, scratch test, controlled scratching method, elastic-strength characteristics, profile measurements, hardness, sclerometry

Results
The results of a controlled scratching of 1.5 meters of core in 3 penetrations are given. After each drilling, measurements were made of the Brinell hardness coefficient in steps of 10 mm. For the determination of UCS by a classical method, nine collections were also selected, consisting of three standard cylindrical samples in each collection (diameter 30 and length 60 mm). All samples of the standard core were selected along the axis of the full-length core (across the natural bedding of rocks).

Conclusions
Scratch test of core makes it possible to increase the detail and accuracy of studying physical and mechanical properties of rocks for constructing one-dimensional geomechanical models. Comparison of obtained detailed profiles of physical and mechanical characteristics with the results of well logging makes it possible to establish reliable correlations during the restoration of synthetic profiles of the elastic-strength properties of rocks along a section. Moreover, the result of profiling the physicomechanical properties over core can serve as a characteristic for the refinement of core binding, especially in the most problematic core sampling intervals, for example, folded by halogen-sulfate-carbonate rocks, where the linkage in GK or BK can be ambiguous.
In addition to assessing the physical and mechanical properties, the controlled scratching method can be used to mark out a full-length core — to determine the locations for drilling out standard samples in order to obtain maximum information about the object with a minimum number of studies, and also to search for the most homogeneous zones for drilling out the closest samples for construction of the strength passport.

References
1. Toropetskiy K.V., Kayurov N.K., Cheremisin A.N., Lushev M.A., Samoylov M.I., Ul'yanov V.N., Borisov G.A. Postroenie 1D fiziko-mekhanicheskikh modeley i reshenie zadach ustoychivosti stvola skvazhiny i priskvazhinnoy zony [Construction of 1D physicomechanical models and solving problems of stability of the wellbore and near-well zone]. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, 2016, issue 11, 29–41 pp.
2. Toropetskiy K.V., Ul'yanov V.N., Borisov G.A., Kurmangaliev R.Z., Kayurov N.K., Arzhantsev V.S. Obzor petrofizicheskikh zavisimostey dlya postroeniya odnomernykh geologo-geomekhanicheskikh modeley v zadachakh ustoychivosti stvola skvazhiny pri burenii [An overview of petrophysical dependencies for the construction of one-dimensional geological-geomechanical models in the problems of stability of the wellbore during drilling] Automation, telemechanization and communication in the oil industry, 2016, issue 12, 31–44 pp.
3. Germay C., Richard T., Mappanyompa E., Lindsay C., Kitching D., Khaksar A. The Continuous-Scratch Test: A High-Resolution Strength Log for Geomechanical and Petrophysical Characterization of Rocks. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, pp. 432–440.
4. Lin J.-S., Zhou Y. Can scratch tests give fracture toughness? Engineering Fracture Mechanics, 2013, issue 109, pp. 161–168.
5. Parshev S.N., Polozenko N.Yu. Mikrotverdost' materialov [Microhardness of materials]. Methodical instructions for laboratory work. Volgograd: Volga State Technical University, 2004, 15 p.
6. Almenara R., Detournay E. Cutting experiments in sandstones with blunt PDC cutters. ISRM Symposium EuRock, 1992, pp. 215–220.
7. Suarez-Rivera R., Stenebrataten J., Dagrain F. Continuous Scratch Testing on Core Allows Effective Calibration of Log-Derived Mechanical Properties for use in Sanding Prediction Evaluation. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Texas, USA, 2002, 7 p.
8. Richard T. Determination of Rock Strength from Cutting Tests. Master's thesis, University of Minnesota, 1999.
9. Gamwo I.K., Lyons D.K., Lin J.S., Jaime M.C., Finite Element Modeling of Rock Cutting. 44th U.S. Rock Mechanics Symposium, 2010, 7 p.
10. Dagrain F. Influence of the cutter geometry in rock cutting with PDC cutter: an experimental approach. Master's thesis. University of Minnesota, 2001.

Модульные компрессорные станции (МКС)

МКС - это

полностью готовые к эксплуатации автономные компрессорные станции, предназначенные для обеспечения сжатым воздухом.

- мобильность конструкции
- широкий диапазон рабочих температур
- современные энергосберегающие технологии
- качественный уровень проектирования и производства
- любая конфигурация встроенного оборудования
- возможность выбора готовых решений
- высокое качество сжатого воздуха

АО «Бежецкий завод АСО»
171980, г. Бежецк, ул. Краснослободская, д.1
+7 (48231) 5–65–12, 5–66–46
sales@asobezh.ru www.asobezh.ru

УДК 622.276.53

Опыт эксплуатации длинноходовой глубинно-насосной установки для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

Р.Ш. Тахаутдинов
генеральный директор

Р.М. Ахунов
руководитель конструкторской группы отдела инноваций и экспертизы
ahunovrm44@yandex.ru

М.В. Кочубей
главный конструктор

Ю.К. Денисов
ведущий инженер-конструктор

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Ряд факторов отрицательно влияет на работу существующих установок УСШН, особенно на скважинах с высоковязкой продукцией, что требуют создания эффективной установки, в том числе и для таких скважин. Отрицательное влияние части из этих факторов с увеличением длины хода плунжера уменьшается. Длина хода созданных ранее установок колеблется от единицы до сотен метров. На основании проведенных экспериментов определена оптимально приемлемая длина хода для разработанной длинноходовой глубинно-насосной установки. Созданная установка обеспечивает: плавное изменение длины и скорости движения плунжера вверх и вниз в соответствии с добычными возможностями скважины, дистанционный контроль, сохранение и изменение параметров, защиту от превышения установленных параметров и др. Установка ДГНУ-2-2,5 сертифицирована, освоено серийное производство, внедрена на 35 скважинах различных месторождений.

Материалы и методы
Промысловые эксперименты и испытания длинноходовой глубинно-насосной установки.

Ключевые слова
осложненные условия, длинноходовая глубинно-насосная установка, тяговый элемент, привод, станция управления

Значительное число скважин на нефтяных месторождениях эксплуатируется с помощью установок скважинного штангового насоса (далее — УСШН) с балансирным приводом, в том числе в условиях, осложненных высокой вязкостью поднимаемой продукции, образованием водонефтяной эмульсии, характерных для большинства вновь вводимых в разработку месторождений Урало-Поволжья.

Существует ряд УСШН с различными безбалансирными приводами скважинного штангового насоса (далее — СШН) [1–3]:

- длинноходовая насосная установка с ленточным тяговым органом (далее — ДНУ с ЛТО) компании АО «Оренбургнефть» с приводом «ВНИИметмаш»;
- штанговая насосная установка компании АО «Татнефть» с цепным приводом типа ПЦ;
- насосная установка компании Unico с линейным приводом штангового насоса типа LRP в комплекте с интеллектуальной станцией управления LRP Drive Unico.

В установке ДНУ с ЛТО с реверсивным приводом плунжер в колонне насосно-компрессорных труб приводит в движение стальная лента, намотанная на барабан привода.

В УСШН с цепным приводом ПЦ с механизмом, преобразующим вращательное движение в возвратно-поступательное, с использованием замкнутой пластинчатой цепи, накинутой на звездочки, колонну штанг приводит в движение стальной канат или лента из гибкого неметаллического эластичного материала.

В УСШН с линейным реверсивным приводом LRP с механизмом реечной передачи колонну штанг приводит в движение зубчатая рейка.

Система линейного привода LRP включает интеллектуальную станцию управления с программным обеспечением для управления СШН, которое:

- оптимизирует добычу, производительность и обеспечивает необходимые защиты насоса, штанг и привода за счет согласования производительности УСШН, плавным изменением скорости зубчатой рейки, с потенциальными возможностями скважины и ограничения предельных нагрузок;
- оптимальное заполнение насоса регулируется настройкой скорости при ходе вверх и ходе вниз для снижения гидравлического сопротивления во всасывающем клапане и снижения выделения газа при дросселяции в нем;
- обеспечивает построение поверхностной и глубинной динамограмм при каждом ходе;
- автоматическая проверка клапанов за счет контроля над изменением тягового усилия на зубчатой рейке при ходе вверх и ходе вниз определяет утечки всасывающего и нагнетательного клапанов;
- система управления предоставляет возможность составление отчетов, дистанционного доступа и управления, автоматический перезапуск при остановках, обнаружении неисправности и многое другое;
- система может работать на минимальной скорости 1 ход в минуту и переходить из постоянного режима работы в периодический и обратно из периодического в постоянный.

Характеристики некоторых из приведенных безбалансирных приводов СШН представлены в таб. 1.

Влияние осложненных условий на работу УСШН связано с:

- запаздыванием открытия и закрытия клапанов скважинного насоса;
- зависанием колонны штанг при ходе вниз;
- высокими нагрузками на колонну штанг при ходе вверх;
- низким коэффициентом наполнения жидкостью скважинного насоса;
- срывом подачи скважинного насоса и др.

Актуальной задачей является создание эффективной установки УСШН для подъема из скважины продукции, особенно в осложненных условиях.

Один из путей повышения эффективности установки УСШН это обеспечение длинноходового режима работы СШН, в результате чего увеличивается ресурс работы скважинного оборудования за счет меньшей частоты качаний привода при сохранении производительности и без ухудшения условий работы скважинного оборудования.

Показатели	ВНИИМЕТМАШ	ПЦ60-6-0,25/1025	LRP L 381g-mmm-064
Грузоподъемность, кН	60	60	90
Длина хода, м	200	6	1,63
Скорость, м/с	1,75	0,05-0,25	1
Мощность электродвигателя, кВт	58	3; 5,5	45
Масса, кг	9600	8462	1500

Таб. 1 — Характеристики безбалансирных приводов СШН
Tab. 1 — Characteristics of beamless actuators of oil well sucker-rod pump

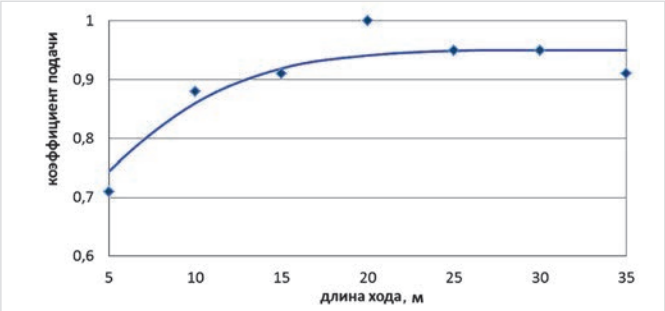


Рис. 1 — Зависимость коэффициента подачи от длины хода
Fig. 1 — Dependence of the delivery rate on stroke length

Рис. 3 — Общий вид длинноходовой глубинно-насосной установки ДГНУ-2-2,5
Fig. 3 — General view of the Long-Stroke Deep Well Pumping Unit DGNU-2-2.5

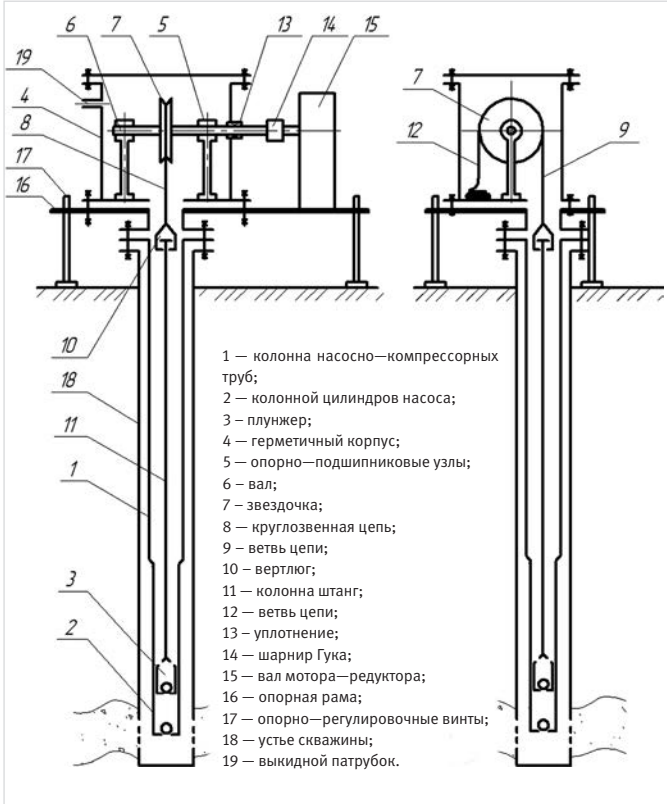


Рис. 2 — Схема установки ДГНУ-2
Fig. 2 — Diagram of the DGNU-2 unit

Известно, что на величину коэффициента подачи УСШН влияют:

- коэффициент наполнения СШН;
- утечки между плунжером и цилиндром, утечки в резьбовых соединениях колонны НКТ;
- газосодержание, вязкость поднимаемой продукции;
- удлинение и/или укорочение длины колонны штанг и колонны НКТ;
- запаздывание открытия и закрытия клапанов СШН;
- величина мертвого объема и др. [4].

Отрицательное влияние части из этих факторов на коэффициент подачи УСШН с увеличением длины хода плунжера уменьшается. Так при работе с различной длиной хода привода, например, 3 м и 20 м, в одинаковых условиях, с одинаковой производительностью СШН имеют одинаковую, например, 0,3 м, потерю рабочего хода плунжера в результате удлинения и/или укорочения длины колонны штанг и колонны НКТ. От влияния этого фактора в этом случае потеря хода плунжера для УСШН с длиной хода 3 м составит 10%, а с длиной хода 20 м потеря хода плунжера составит 1,5%, то есть в 6,7 раз меньше.

Длина хода насосных установок с приведенными безбалансирными приводами колеблется в широком диапазоне от 1,63 до 200 м. Для определения оптимально приемлемой длины хода были проведены следующие промысловые эксперименты.

На скважине №3751 Ново-Шешминского месторождения АО «Шешмаойл» в 2010 году на колонне насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм была спущена колонна цилиндров длиной 38 м и диаметром 44 мм с всасывающим клапаном. В скважину на колонне штанг, а затем в колонну цилиндров на стальном канате агрегата для свабирования был спущен плунжер с нагнетательным клапаном. С помощью агрегата для свабирования с постоянной скоростью 1 м/с и с различной длиной хода каната от 5 до 35 м с шагом 5 м осуществлялось возвратно-поступательное движение плунжера. На каждой длине хода проводилось по 5 двойных ходов, поднимаемая при этом из скважины продукция (вода с пленкой нефти) подавалась в мерную емкость. Результаты проведенных экспериментов приведены в таб. 2.

№ п.п.	Длина хода каната агрегата свабирования, м	Число двойных ходов плунжера	Объем поднятой жидкости, м3	Теоретический объем поднимаемой жидкости, м3	Коэффициент подачи
1	5	5	0,027	0,038	0,71
2	10	5	0,0669	0,076	0,88
3	15	5	0,103	0,114	0,91
4	20	5	0,152	0,152	1,0
5	25	5	0,18	0,19	0,95
6	30	5	0,216	0,228	0,95
7	35	5	0,242	0,266	0,91

Таб. 2 — Результаты экспериментов на скв. №3751 Ново-Шешминского месторождения АО «Шешмаойл»
Tab. 2 — Results of experiments on well № 3751 Novo-Sheshminsk oilfield of "Sheshmaoil" JSC

Из графика, представленного на рис. 1, видно, что с увеличением длины хода от 5 до 20 м коэффициент подачи заметно увеличивается, а при дальнейшем увеличении заметного увеличения коэффициента подачи не наблюдается. Оптимальной длиной хода является 20 м.

На основании проведенных экспериментов в ООО УК «Шешмаойл» было принято решение о разработке длинноходовой глубинно-насосной установки (ДГНУ) с длиной хода 20–25 м для добычи нефти, в том числе и в осложненных условиях, с интеллектуальной станцией управления.

В первом варианте конструкции ДГНУ-1 в качестве гибкого тягового элемента, соединяющего привод с колонной штанг, был использован стальной канат, намотанный на барабан, совершающий реверсивное вращение. Испытания установки проводились на скважине №628Д АО «Иделойл» в 2011 году. На скважине №3656 АО «Иделойл» в 2012 году испытывалась аналогичная конструкция привода с кевларовым канатом. Конструкция установки защищена патентом на полезную модель Российской Федерации [5].

Испытания установки ДГНУ-1 показали, что рекомендуемые соотношения диаметра барабана и диаметра стального каната не обеспечивают достаточной наработки на отказ, а кевларовый канат со временем

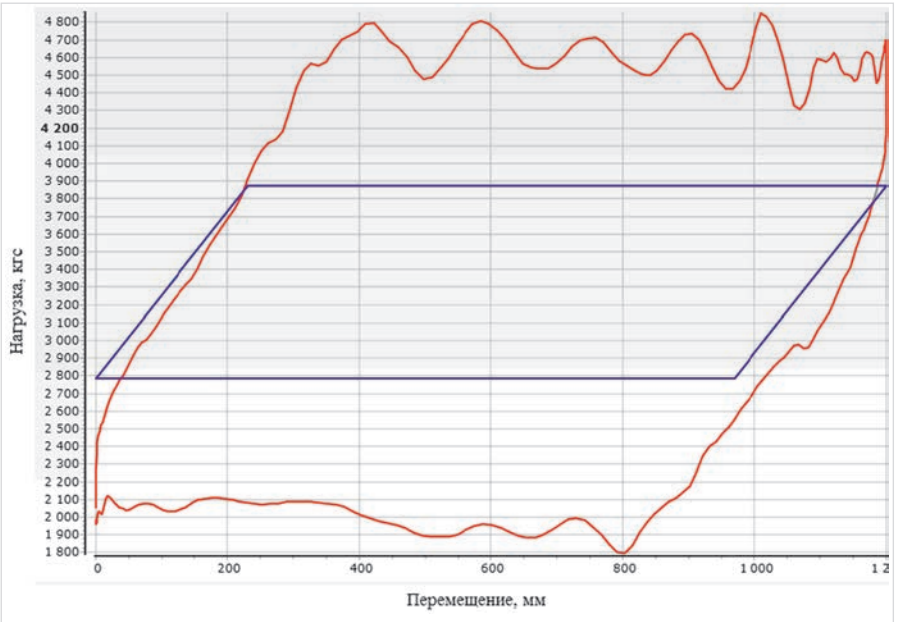


Рис. 4 — Динамограмма нагрузок при работе СК на скв. №3750
Fig. 4 — Dynamogram of loads during the operation of the pumpjack on the well. No.3750

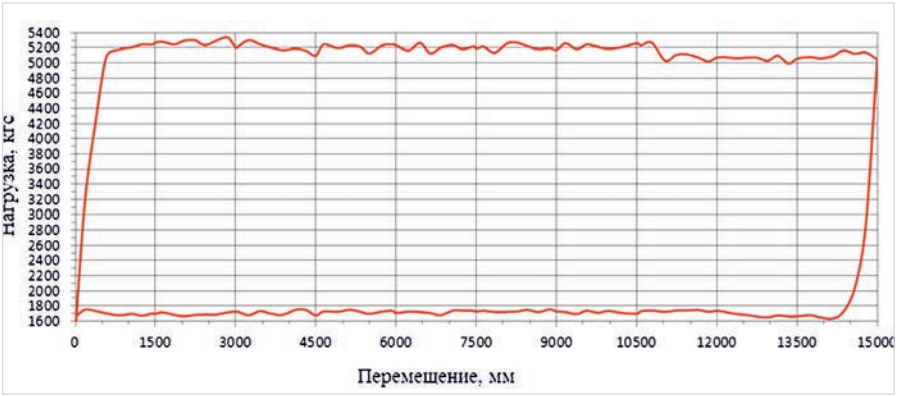


Рис. 5 —Динамограмма нагрузок при работе ДГНУ-2-2,5 на скв. №3750
Fig. 5 — Dynamogram of loads during operation of DGNU-2-2.5 on wells. No.3750

Длина колонны цилиндров Ø44 или 57 мм, м	до 27
Максимальная длина хода плунжера, м	25
Скорость движения плунжера, м/с	0,05-0,1
Рабочее давление установки, МПа	2,5
Привод установки:	
Длина отрезка круглозвенной цепи, м	35
Максимальное рабочее тяговое усилие, т	6
Мощность эл. двигателя мотора-редуктора, кВт	11
Диаметр проходного канала выкидного патрубка, мм	50
Габаритные размеры:	
- длина не более, мм	4200
- ширина не более, мм	1800
- высота не более, мм	2700
Масса не более, кг	3500

Таб. 3 — Характеристики длинноходовой глубинно-насосной установки ДГНУ-2-2,5
Tab. 3 — Characteristics of the long-stroke deep well pumping unit DGNU-2-2.5

в начале хода вниз скручивается в узел, который начинает тереться о стенку НКТ и обрывается.

По результатам проведенных испытаний была разработана схема установки ДГНУ-2, приведенная на рис. 2, где в качестве гибкого тягового элемента, соединяющего привод с колонной штанг, использована круглозвенная цепь, накинутая на звездочку.

Установка включает в себя колонну насосно-компрессорных труб 1, соединенную снизу с колонной цилиндров насоса 2, в которой размещен плунжер 3, герметичный корпус 4, в котором установлен в опорно-подшипниковых узлах 5 вал 6 со звездочкой 7, на которую накинута круглозвенная цепь 8. Одна ветвь 9 цепи 8, спущенная в колонну насосно-компрессорных труб 1, соединена через вертлюг 10 с колонной штанг 11, к которой прикреплен плунжер 3, а вторая ветвь 12 цепи 8 свободно размещена в корпусе 4. В корпусе 4 установлено уплотнение 13, подвижно уплотняющее корпус 4 с валом 6, вал 6 соединен через шарнир Гука 14 с валом мотора-редуктора 15. Корпус 4 и мотор-редуктор 15 закреплены на опорной раме 16, снабженной опорно-регулировочными винтами 17. Корпус 4 герметично соединен с устьем скважины 18 и снабжен выкидным патрубком 19.

Установка ДГНУ-2 работает следующим образом.

Вращение от вала мотора-редуктора 15 передается через шарнир Гука 14 на вал 6 звездочки 7. При вращении звездочки 7 ветвь 9 круглозвенной цепи 8 для хода колонны штанг 11 вниз опускается от звездочки 7 в колонну насосно-компрессорных труб 1, а вторая ветвь 12 круглозвенной цепи 8, свободно уложенная в корпусе 4, поднимается вверх к звездочке 7. Одновременно с колонной штанг 11 опускается вниз в колонне цилиндров 2 и плунжер 3. После окончания спуска за счет реверса мотор-редуктор 15 меняет направление вращения звездочки 7, при этом меняется на противоположное направление движения ветвей круглозвенной цепи 8, вместе с ними и направление движения плунжера 3 в колонне цилиндров 2. Таким образом, обеспечивается возвратно-поступательное движение плунжера 3 в колонне цилиндров насоса 2 и соответственно процесс всасывания и нагнетания насоса. Отделом инновации и экспертизы компании ООО УК «Шешмаойл» разработана установка ДГНУ-2-2,5 и совместно со структурными подразделениями ООО «Механика-Сервис» и ООО ЦИТ «БиСофт» освоено ее производство и обслуживание. Созданная длинноходовая глубинно-насосная установка ДГНУ-2-2,5 имеет характеристики, представленные в таб. 3. Конструкция установки защищена патентом на полезную модель Российской Федерации [6]. Общий вид длинноходовой глубинно-насосной установки ДГНУ-2-2,5 представлен на рис. 3.

Установка ДГНУ-2-2,5 за счет длинного хода плунжера при равномерном движении его на большей части длины хода позволяет снизить отрицательное влияние вязкости, газа, удлинения и/или укорочения длины колонны штанг и колонны НКТ и других факторов на работу установки, заполнение жидкостью колонны цилиндров насоса и позволяет

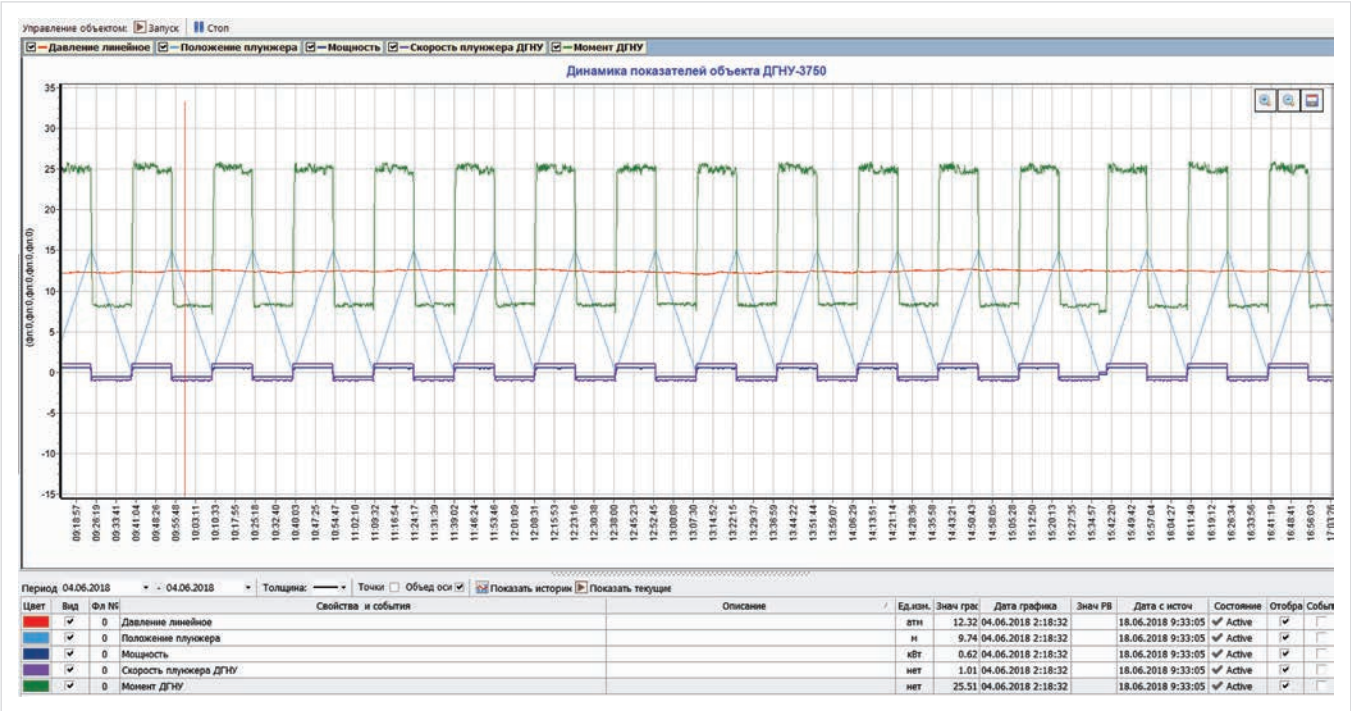


Рис. 6 — Динамика показателей объекта ДГНУ-3750
Fig. 6 —History of indicators of the DGNU-3750 facility

увеличить коэффициент наполнения и, соответственно, производительность установки в целом. Пример динамограмм при работе УСШН на скважине №3750 с приводом колонны штанг от станка качалки (далее — СК) представлен на рис. 4 и от привода установки ДГНУ-2-2,5 представлен на рис. 5.

В процессе эксплуатации установки ДГНУ электроэнергия потребляется только при ходе насосных штанг вверх, а при ходе вниз электроэнергия, наоборот, вырабатывается и используется для торможения привода и обогрева станции управления в зимнее время, то есть, снижается электропотребление установки.

Установка ДГНУ-2-2,5 совместно со станцией управления и ее программным обеспечением позволяет:

- плавно изменять в широком диапазоне длину хода и скорость движения плунжера, причем движение плунжера при ходе вверх и ходе вниз может осуществляться с различной скоростью, что позволяет оптимально согласовать работу установки с добычными возможностями скважины, предотвратить «зависание» колонны штанг, срывы подачи насоса, расширить диапазон эксплуатируемых скважин с осложненными условиями;
- станция управления позволяет осуществлять дистанционное изменение режимов работы (в непрерывном или периодическом режиме) установки, а также изменение основных текущих значений параметров его работы (длины хода, периодичность и количество серий с заданной скоростью и длиной хода плунжера, времени паузы между движением плунжера вверх и вниз, ускорения в начале движения плунжера вверх и вниз);
- в станции управления предусмотрена защита установки по превышению или занижению заданного рабочего давления, защиты насоса, цепи, штанг и привода по заданным значениям максимального и минимального крутящего момента, автоматический перезапуск при определенных условиях;
- станция управления установки совместно с программным продуктом KRON-TM2 обеспечивает дистанционный контроль и сохранение основных параметров работы установки, таких как величина потребляемого тока, крутящего момента, рабочего давления, положение и скорость движения плунжера, что позволяет диагностировать работу клапанов и установки в целом.

Динамика показателей работы установки ДГНУ-2-2,5 на скважине №3750 представлена на рис.6.

В процессе промысловых испытаний установки ДГНУ-2-2,5 были выявлены проблемы, связанные с беспрепятственным движением второй ветви цепи, свободно размещаемой в корпусе, которые были решены установкой дополнительных направляющих элементов.

На установку ДГНУ-2-2,5 получен Сертификат соответствия № ТС RU C-RU. АЯ54.В.00196.

Итоги

За период с 2010 по 2018 годы установки ДГНУ внедрены на 35 скважинах добывающих компаний ООО УК «Шешмаойл»:
- в АО «Шешмаойл» на 23 скважинах;
- в АО Иделойл» на 7 скважинах;
- в ЗАО «Геология» на 5 скважинах.

Выведено из консервации 4 скважины.

На некоторых скважинах дебит по жидкости после внедрения ДГНУ-2-2,5 увеличился почти в 2 раза. Например, на скв. №412 с 0,6 т/сут до 1,1 т/сут при обводненности 3% и 0,7% соответственно и вязкости нефти 87 сСт, на скв. №3750 с 2,8 т/сут до 4,4 т/сут при обводненности 5% и 4% соответственно и вязкости нефти 137 сСт.

Коэффициент подачи после внедрения ДГНУ-2-2,5, например, на скв. №412 увеличился с 0,34 до 0,95, на скв. №3750 с 0,57 до 0,86.

Экономия электроэнергии при эксплуатации ДГНУ-2-2,5 составила по некоторым скважинам до 70% по сравнению со станком качалкой.

Накоплен определенный опыт по работе с такой установкой, ее обслуживанию и ремонту.

Выводы

1.Созданная длинноходовая глубинно-насосная установка ДГНУ-2-2,5 обеспечивает эффективный подъем продукции из скважины, в том числе в осложненных условиях.

2. Установка ДГНУ-2-2,5 успешно прошла промысловые и приемочные испытания, начато серийное производство

Литература

1. Храмов Р.А., Корнев Б.П. Сравнение характеристик приводов длинноходовых насосных установок с ленточным тяговым органом // Нефтяное хозяйство. 1995. №8. С. 42–45.
2. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г. Цепные приводы: результаты 10-летнего применения в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2012. №4. С. 124–127.
3. Клусов А.А., Якимов С.Б., Седых А.А. Инженерный отчет о проведении опытно-промышленных работ по применению линейного привода УШГН в ПАО «Оренбургнефть» // Инженерная практика. 2015. №12. С. 40–46.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти и газа. Москва, РГТУ им. Губкина, 2003. 816 с.
5. Патент №124929 РФ. Длинноходовая глубинно-насосная установка, приоритет от 29.03.12, МПК F 04 B 47/02.
6. Патент №128904 РФ. Длинноходовая глубинно-насосная установка, приоритет от 28.11.12, МПК F 04 B 47/02.

UDC 622.276.53

Experience of a long stroke deep well pumping unit operation for hard to recover oil reserves production

Authors:
Rustem S. Takhautdinov — general director
Rashit M. Akhunov — head of design engineering group of the department for innovations and examination; ahunovrm44@yandex.ru
Mikhail V. Kochubey — chief design engineer
Yurij K. Denisov — leading design engineer

Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract
A number of factors adversely affect the operation of the commercially available oil well pumping units, especially in wells with high viscosity production, which requires development of a high performance installation, in particular for such oil wells. The adverse effect of a part of these factors decreases with the increasing stroke length of the plunger. The stroke length of the previously designed installations ranges from one to hundreds of meters. Based on the conducted experiments, the optimal acceptable stroke length has been determined for the developed Long Stroke Deep Well Pumping Unit DGNU-2-2.5. where the traction element for the string of rods is a round-link chain, which is attached to a chainwheel performing bidirectional rotation. The designed equipment provides the following: smooth adjustment of the length and speed of the plunger's up and down movement in accordance with production capabilities of the well, remote monitoring, saving and changing of parameters, protection against exceeding the set parameters, etc. DGNU-2-2.5 unit is certified, its commercial manufacturing has been launched, and it has been implemented on 35 wells in various oilfields so far.

Materials and methods
Industrial experiments and testing of a long-stroke deep-pumping unit.

Keywords
complicated conditions, long stroke deep well pumping unit, traction motor, drive motor, control station

Results
For the period from 2010 to 2018, the DGNU units were introduced on 35 wells of the producing companies of Sheshmaoil Management Company LLC:
- on 23 oil wells in JSC Sheshmaoil;
- on 7 oil wells in JSC Ideloil;
- on 5 oil wells in JSC Geologiya.

4 wells have been demothballed.
On some wells, the fluid flow rate increased almost 2-fold after the introduction of DGNU-2-2.5. For example, it increased from 0.6 t/day to 1.1 t/day on the well No.412 at 3% and 0.7% watercut, respectively, and with the oil viscosity 87 cSt; from 2.8 t/day to 4.4 t/day on well No.3750 at 5% and 4% watercut, respectively, and with the oil viscosity 137 cSt.
Following the introduction of DGNU-2-2.5, the pump delivery rate has increased, for example, from 0.34 to 0.95 on the well No.412, and from 0.57 to 0.86 on the well No.3750.
Energy savings in operation of DGNU-2-2.5 were up to 70% on some wells compared with pumpjack.
A certain experience has been accumulated in working with such an installation, its maintenance and repair.

Conclusions
1. The designed DGNU-2-2.5 Long Stroke Deep Well Pumping Unit provides an effective recovery of the oil well products, in complicated conditions as well.
2. The DGNU-2-2.5 unit has successfully passed field and acceptance tests, its batch production was launched.

References
1. Hramov R.A., Kornev B.P. *Sravnenie kharakteristik privodov dlinnohodovykh nasosnykh ustanovok s lentochnym tyagovym organom* [Comparison of the characteristics of drives of long-stroke pumping units with a belt traction body]. Neftyanoe hozyajstvo, 1995, issue 8, pp. 42–45.
2. Takhautdinov Sh.F., Ibragimov N.G., Fadeev V.G. *Tsepnye privody: rezultaty 10-letnego primeneniia v OAO Tatneft* [Chain drives: the results of 10 years of application in OJSC Tatneft]. Neftyanoe hozyajstvo, 2012, issue 4, pp. 124–127.
3. Klusov A.A., Yakimov S.B., Sedykh A.A. *Inzhenernyi otchet o provedenii opytno-promyshlennykh rabot po primeneniyu linejnogo privoda USHGN v PAO Orenburgneft* [Engineering report of a pilot-industrial works for the application of the linear drive of a PCP unit in PJSC Orenburgneft]. Inzhenernaja praktika, 2015, issue 12, pp. 40–46.
4. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti i gaza* [Downhole oil and gas production]. Moscow, Gubkin Russian State University, 2003, 816 p.
5. Patent №124929 of the Russian Federation. Dlinnokhodovaia glubinno-nasosnaia ustanovka [Long-Stroke Deep Well Pumping Unit]. Priority from 29.03.12, IPC F04B 47/02.
6. Patent №128904 of the Russian Federation. *Dlinnokhodovaia glubinno-nasosnaia ustanovka* [Long-Stroke Deep Well Pumping Unit]. Priority from 28.11.12, IPC F04B 47/02.

УДК 622.276

Расчет теплового режима скважины

А.В. Воловодов
к.т.н., главный специалист по технологии добычи нефти
volovodov_av@borets.ru

ООО "Производственная компания Борец", Москва, Россия

Температура существенно влияет на работу погружного скважинного оборудования и может приводить к отказу из-за перегрева, отложения солей и асфальтосмолопарафинов. Для предотвращения осложнений необходимо правильно прогнозировать тепловые режимы. В статье рассмотрена модель теплообмена между узлами оборудования и скважины, позволяющая рассчитывать температуру и тепловой режим скважины. Модель может быть использована при подборе, анализе и мониторинге, в алгоритмах станции управления скважины.

Материалы и методы
Математическое моделирование теплообмена в скважине, компьютерный расчет температуры в узлах оборудования, проверка расчетов по промысловым замерам температуры.

Ключевые слова
теплообмен, осложняющий фактор, расчет теплового режима скважины, уравнение теплопроводности, температурный режим, электропогружная установка

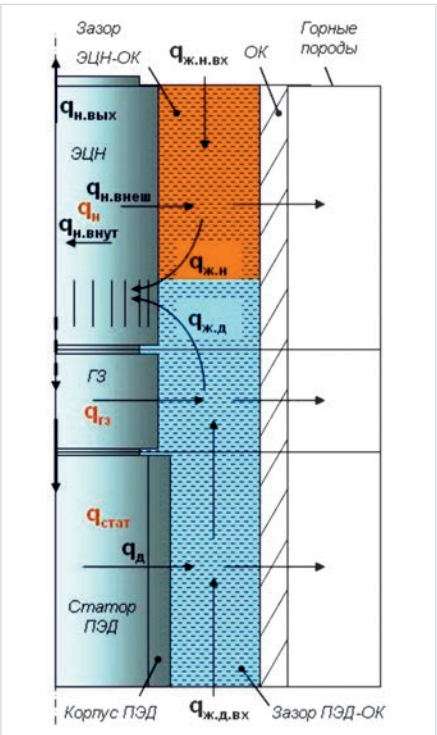


Рис. 1 — Тепловые потоки на участке ПА
Fig.1 — Heat flows near the submersible unit

Температура является одним из важнейших режимных параметров скважины, существенно влияющим на работу большинства узлов погружного оборудования.

Температура может быть осложняющим фактором и приводить к снижению показателей работы и отказу оборудования из-за перегрева, отложения солей, асфальтенов, смол, парафинов и гидратов на элементах оборудования.

Для предотвращения осложнений и отказов необходимо правильно прогнозировать тепловые режимы работы скважины и выбирать безопасные.

Рассмотрим модель теплообмена между узлами оборудования и скважины, позволяющую рассчитывать температуру и тепловой режим скважины.

Модель теплообмена скважины

Теплообмен в различных узлах скважины рассматривался рядом авторов [1–3].

Интерес представляет модель, включающая все основные элементы оборудования и позволяющая рассчитывать температурные режимы скважины в целом.

Рассмотрим модель электропогружной установки (ЭПУ) как наиболее важного способа эксплуатации скважин. Модель состоит из следующих элементов:

- обсадная колонна (ОК)
- колонна насосно-компрессорных труб (НКТ)
- погружной насос (ПН)
- газожидкостная смесь (ГЖС) в ОК, НКТ, насосе и зазоре между колоннами
- горные породы (ГП), окружающие ствол скважины.
- гидрозащита (ГЗ)
- погружной электродвигатель (ПЭД)
- кабельная линия
- кольцевые зазоры между погружным агрегатом (ПА), состоящим из ПН, ГЗ, ПЭД, и кожухом двигателя (КД) и между КД и ОК.

В модели используются уравнения теплопроводности, теплообмена [4] и баланса тепловых потоков.

Уравнение теплопроводности внутри элемента (уравнение Фурье):

$$c\cdot\rho\cdot(\partial t/\partial\varphi + v\cdot\partial t/\partial z) = \lambda\cdot(\partial^2 t/\partial^2 r + +1/r\cdot\partial t/\partial r + \partial^2 t/\partial^2 z) + q_v \quad (1),$$

где c, ρ, λ, v — удельная теплоемкость, плотность, коэффициент теплопроводности, скорость среды соответственно,

t, φ — температура, время соответственно,

r, z — координата вдоль радиуса, вдоль оси скважины соответственно,

qv — интенсивность тепловыделения.

Во внутреннем цилиндре ПЭД, вмещающем статор и ротор, ГЗ, насосе и кабеле выделяется тепло qтепл, источником которого являются потери мощности в узлах:

$$q_{тепл} = N_{вх}\cdot(1 - n) = N_{вых}/n = N_{затр} \quad (2),$$

где Nвх, Nвых, Nзатр, n – входная, выходная, затраченная мощности и коэффициент полезного действия (КПД) узла соответственно.

Выделяющееся тепло можно рассчитать: в ПН — по [5], в ПЭД и кабельной линии — по [6], в ГЗ — по паспортным данным.

В остальных узлах qтепл = 0.

Уравнение теплообмена твердого тела с жидкой средой (уравнение Ньютона — Рихмана):

$$q_{тепл} = S\cdot\alpha\cdot\Delta t \quad (3),$$

где qтепл, α — тепловой поток, коэффициент теплоотдачи от тела во внешнюю среду соответственно,

S, Δt — площадь теплообмена и разность температур между поверхностью тела и внешней средой соответственно.

Коэффициент α является функцией коэффициента λ, чисел подобия Рейнольдса Re, Прандля Pr, Грасгофа Gr, Нуссельта Nu, диаметра канала D [4]:

$$\alpha = f(\lambda, Re, Pr, Gr, Nu, D) \quad (4).$$

Критерии подобия зависят от физико-химических, термобарических и гидродинамических параметров среды, которые можно рассчитать по [5].

Уравнения баланса тепловых потоков.

Выделим на участке ПА три последовательно расположенных цилиндра (рис. 1), с тепловыделяющим узлом — ПЭД, ГЗ и ПН — в каждом из них. Цилиндр состоит из концентрических слоев: ПА, зазор между ПА и ОК (или кожухом ПЭД), ОК, ГП. Глубина теплового влияния ЭПУ на ГП определяется по [3].

Запишем баланс тепловых потоков (количества тепла) для зазора:

$$q_{тепл} + q_{ж.вх} = q_{ж.вых} + q_{ок} \quad (5).$$

Левая часть баланса представляет собой поступление тепла в зазор от узла ПА qтепл и с ГЖС qж.вх, правая — уход тепла с ГЖС qж.вых и теплоотдачу через ОК (или кожух) qок.

Решение уравнений

Стационарное решение уравнения Фурье для участка ниже и выше ПА при пренебрежении тепловыделением в кабеле в силу его малости (∂t/∂φ = 0, qтепл = 0) дает распределение температуры вдоль колонны НКТ и ОК [5]:

$$\Delta t = \omega\cdot\Delta z \quad (6),$$

где Δt — изменение температуры на длине Δz вдоль оси скважины,

ω — термический градиент, определяемый по [5].

Стационарное температурное поле на участке ПА можно получить совместным решением уравнений (1), (3), (5).

Будем считать элементы модели ПА бесконечно длинными однородными цилиндрами, ось которых совпадает с осью скважины, а температура горных пород вдоль оси скважины неизменна. В таких цилиндрах стационарное распределение температуры t зависит только от выделившегося тепла qтепл и r:

- в узлах с тепловыделением (статор ПЭД, ГЗ, ПН): $t = f(q_{тепл}, r^2)$
- в узлах без тепловыделения (корпус ПЭД, КД, ОК, ГП): $t = f(Ln(r))$
- в кольцевых зазорах: $t = f(q_{тепл}, r)$.

В кабеле повышение температуры t зависит от тока I, напряжения U, сопротивления жилы R, теплопроводности изоляции λиз:

$$t = f(I, U, R, \lambda_{из}) \quad (7).$$

Изложенные уравнения были дополнены формулами для расчета физико-химических, термобарических и гидродинамических

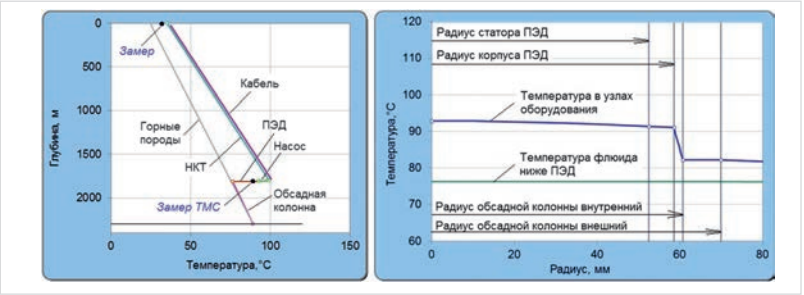


Рис. 2 — Распределение температуры вдоль ствола (слева) и радиуса на участке ПА (справа) скважины
Fig. 2 — The temperature distribution along the borehole (on the left) and the well radius near the submersible unit (on the right)

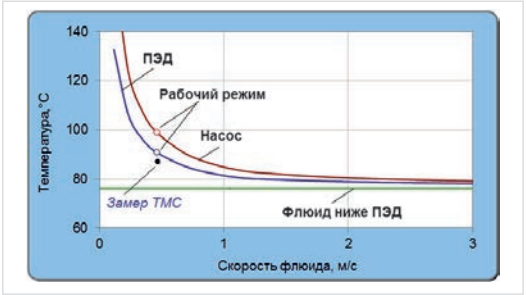


Рис. 3 — Зависимость температуры от скорости охлаждающей жидкости
Fig. 3 — Velocity of cooling fluid vs temperature

свойств среды [5], что позволило проводить расчет температуры во всех элементах скважины в зависимости от режимных параметров.

Для проверки был проведен расчет для скважины со следующими данными.

ПЭД — ЭДБТ45-117, насос — ЭЦНД5-50-1790, ГЗ — ПБ92, сечение жилы кабеля — 13 мм2, ОК с Dвнутр — 121,3 мм, колонна НКТ с Dвнутр = 63 мм, Qжид – 20,2 м3/сут, обводненность — 33%, газовый фактор — 82 м3/т, Рнасыщения — 146 атм, вязкость нефти в с.у. – 18 мПа*с, глубина скважины — 2002 м, глубина подвески 1798 м, Рприема — 42,3 атм, Тпласт — 89ºС.

Расчет дает прирост температуры в обмотке ПЭД 13ºС, в насосе — 9ºС, в кабеле — менее 1ºС (рис. 2, 3).

Расчет для ПЭД 89ºС при замере 84ºС имеет удовлетворительную для промысловой практики погрешность 6%

Итоги

Описанная тепловая модель позволяет определять минимально необходимый дебит, требуемую теплостойкость оборудования, диагностировать тепловое состояние оборудования, проводить факторный анализ чувствительности. Это дает возможность снизить влияние осложнений, повысить добычу нефти и ресурс оборудования.

Выводы

1. Разработана тепловая модель скважины, позволяющая рассчитывать температуру и формировать заключение о тепловом состоянии узлов оборудования с удовлетворительной для промысловой практики точностью.
2. Модель может быть использована при подборе оборудования, анализе и мониторинге, в алгоритмах станции управления скважины.

Литература

1. А.В. Языков. Исследование влияния изменения технологических параметров на охлаждение погружного электродвигателя // Нефтяное хозяйство. 2007. №11. С. 125–128.
2. С.А. Шмидт, В.М. Люстрицкий. Расчет минимального дебита скважины, оборудованной УЭЦН, необходимого для безотказной работы ПЭД. Нефтепромысловое дело, 2000, №4. С. 22–24.
3. Ю.М. Проселков. Теплопередача в скважинах. М.: Недра, 1975. 224 с.
4. М.А. Михеев, И.М. Михеева. Основы теплопередачи. Л.: Энергия, 1977. 344 с.
5. Ш.К. Гиматудинов. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М.: Недра, 1983. 455 с.
6. А.И. Вольдек. Электрические машины. Л.: Энергия, 1978. 832 с.

UDC 622.276

Heatrise calculation of well

Author:
Alexander V. Volovodov — Ph.D., chief specialist of oil production technology; volovodov_av@borets.ru

Borets Company, Moscow, Russia

Abstract

Temperature significantly influences the operation of submersible downhole equipment and can lead to failure due to overheating, salt and paraffin deposits on the equipment. To prevent complications, it is necessary to correctly predict and choose safe thermic modes. The article considers the model of heat exchange between the equipment and well nodes, which allows calculating the temperature and predicting the thermic mode of the well. The model can be used for selection, analysis and monitoring, in the algorithms of a switchboard.

Materials and methods

Mathematical modeling of heat transfer in the well, computer calculation of temperature in the nodes of equipment, testing of calculations by field temperature measurements.

Results

The described thermic model makes it possible to determine the minimum required flow rate, the required heat resistance of the equipment, to predict the deposition of salts and paraffin, to diagnose the thermal state of the equipment, and to perform factor analysis of sensitivity. This makes it possible to reduce the impact of complications, increase oil production and equipment life.

Conclusions

1. A thermic model of the well has been developed, which makes it possible to calculate the temperature and form a conclusion about the thermic state of the equipment units and the probability of deposition of salt and paraffin with satisfactory accuracy for field practice.
2. The model can be used in the selection of equipment, analysis and monitoring, in algorithms of switchboard.

Keywords

heat transfer, complicating factor, calculation of the thermic mode of the well, heat equation, temperature mode, electric submersible pump

References

1. A.V. Yaz'kov. Issledovaniye vliyaniya izmeneniya technologicheskih parametrov na ohlazhdenie pogruzhnogo elektrodvigatelya [Investigation of technological parameter change influence on cooling of submersible motor]. Oil industry, 2007, issue 11, pp. 125–128.
1. 2. C.A. Shmidt, V.M. Lyustrickij. Raschet minimal'nogo debita skvazhiny, oborudovannoy UECN, neobhodimogo dlya bezotkaznoy raboty PED [Calculation of the minimum production rate of a well with ESP required for no-failure operation of motor]. Neftepromyslovoe delo, 2000, issue 4, pp. 22–22.
3. Y.M. Proselkov. Teploperedacha v skvazhinakh [Heat transfer in wells]. Moscow: Nedra, 1975, 224 p.
4. M.A. Miheev, I.M. Miheeva. Osnovy teploperedachi [Heat transfer principles]. Leningrad: Energiya, 1977, 344 p.
5. Sh.K.Gimatudinov. Spravochnoye rukovodstvo po proyektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy. Dobycha nefti [Reference guide to oil field development and operation design]. Moscow: Nedra, 1983, 455 p.
6. A.I. Vol'dek. Elektricheskiye mashiny [Electric machines]. Leningrad: Energiya, 1978, 832 p.

Лев Макаров: «Закупка малоэффективных двигателей — это экономическое преступление»

Одна из главных проблем современного производства — экономия энергоресурсов. Как в промышленности, так и в быту, в сфере бытового обслуживания, преобладающая роль в преобразовании электрической энергии в механическую принадлежит асинхронным электродвигателям. О направлениях развития данной отрасли машиностроения и ее актуальных проблемах — наше интервью с генеральным конструктором концерна РУСЭЛПРОМ Львом Макаровым.

Лев Николаевич МАКАРОВ — *доктор технических наук, академик Академии электротехнических наук РФ, лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники, генеральный конструктор Российского электротехнического концерна РУСЭЛПРОМ, генеральный конструктор ОАО «НИПТИЭМ».*

— Лев Николаевич, почему асинхронные электродвигатели приобрели такую популярность в промышленности?

— Благодаря достаточно надежной и простой конструкции. Их производство прошло более чем столетний путь своего развития и в настоящее время достигло такого совершенства, что они обеспечивают достаточно высокий уровень эффективности. В зависимости от мощности их коэффициент полезного действия (далее — КПД) колеблется от 80% до 97%.

Передовые электротехнические компании осуществляют значительные капиталовложения в совершенствование конструкции электрических машин и технологии их производства с целью повышения качества, конкурентоспособности и потребительских свойств электроприводов. Современные приводы отличаются повышенными требованиями к выходным параметрам, к надежности и удобству монтажа, снижению шума, вибрации и совершенствованию дизайна. Но особенные требования предъявляются к повышению энергоэффективности, потому что асинхронные электродвигатели являются основными потребителями электроэнергии.

— Как эта задача решается в мире?

— Передовые страны — США, Объединенная Европа и другие — с 16.06.2011 перешли на применение энергоэффективных электродвигателей класса IE2, директивно запретив применение электродвигателей низкого класса (IE1). А с начала января 2015 года начался переход на еще более высокий класс — "Premium" (IE3), который завершился к 2018 году. На данный момент разработаны еще более эффективные машины — "Super-Premium" (IE4), внедрение которых планируется с 2020 года, что позволит экономить на электроэнергии миллиарды евро в год.

— А что происходит у нас в стране? Что предпринимается для снижения энергозатрат?

— На предприятиях концерна РУСЭЛПРОМ разработка энергосберегающих технологий находится в приоритете. В первую очередь это относится к освоенной новой серии асинхронных машин 7AVE (рисунок), по уровню энергоэффективности соответствующей международной классификации классов IE1, IE2 и IE3. Серийное производство двигателей класса IE4 планируется в 2020 году.

Уровень регламентируемых значений КПД должен обеспечиваться и при частичной нагрузке — 75% от номинальной. Особенность новых требований по определению значений КПД заключается в том, что так называемые значения добавочных потерь под нагрузкой определяются опытным путем одним из методов, изложенных в ГОСТ Р МЭК 60034-2-1-2009. Уровень добавочных потерь электродвигателей ранее разработанных серий определялся как фиксированная величина и принимался 0,5% от подводимой мощности P1. Однако фактические значения добавочных потерь, зависящие от совершенства проектирования и технологии изготовления, как показали исследования, колеблются от 0,8 до 2,5% от P1.

На предприятиях концерна РУСЭЛПРОМ разработка энергосберегающих технологий находится в приоритете

Следует отметить, что большинство отечественных изготовителей, а также перепродавцы импортной техники, пользуясь отсутствием контроля со стороны государства за соблюдением стандартов, продолжают декларировать значения КПД двигателей по-старому, т.е. фактически обманывают потребителей. А еще надо учесть, что при необязательном исполнении требований ГОСТа по энергоэффективности на рынок зачастую поступают двигатели, имеющие КПД ниже класса IE1.

О том, какие потери от такой политики государства несет сфера материального производства и, в конечном итоге, само государство, поясню позже.

— Есть ли еще преимущества у энергоэффективных двигателей, помимо экономии энергозатрат?

— Двигатели высокого класса энергоэффективности имеют повышенный сервис-фактор, поэтому менее чувствительны к отклонениям в их обслуживании. В двигателях применяются материалы повышенного качества — обмоточные провода, изоляционные материалы и пропиточные составы (фото 1) — поэтому они выдерживают повышенные перенапряжения, вызванные эффектами от широтно-импульсной модуляции при питании от преобразователей частоты. Применение двигателей высокоэффективных серий обеспечивают повышение надежности в целом, поскольку при снижении потерь двигатели имеют меньшие перегревы.

На практике о надлежащем обслуживании зачастую забывают. Есть целый ряд общих нарушений, которые оказывают негативное влияние на работоспособность двигателя: это и недостаточная вентиляция (иногда просто забывают поставить вентилятор после текущего ремонта); и высокая температура окружающей среды — выше требования ГОСТ (40°С); плохое соединение с рабочим механизмом, что вызывает повышенную вибрацию; неправильное натяжение клиноременной передачи и перегрузка подшипника; неправильная или недостаточная смазка; повышенная влажность (более 90%); загрязнение (снижается теплоотдача); длительная перегрузка; высокое или пониженное напряжение сети; закрытие или загрязнение сливных отверстий, обеспечивающих слив конденсата в двигателях со степенью защиты выше IP44. На большинстве даже высокотехнологичных предприятий зачастую встречаются отклонения от качества обслуживания электрических машин.

Высокие значения КПД обеспечиваются повышенным расходом активных материалов, что при снижении уровня потерь позволяет использовать малошумные вентиляторы (фото 2). Уровень шума данных двигателей (фото 3) снижен на 2–5 дБ.

Следует также напомнить проектировщикам и персоналу, обслуживающему оборудование, что высокоэффективные двигатели допускают длительную перегрузку на 12–15% в зависимости от сервис-фактора, который указывается в каталоге. Поэтому при выборе двигателя следует учитывать эту возможность. К примеру, для привода насоса требуется нестандартная мощность 9 кВт, а двигатели выпускаются на стандартные ступени мощности 7,5 и 11 кВт. Исходя из этого, проектировщики, не задумываясь, применяют двигатель мощностью 11 кВт. Однако если Вы использовали двигатель энергоэффективный, то смело можете ставить менее мощный мотор 7,5 кВт. Кратковременно данный двигатель (в течение одного часа) может выдержать и 10 кВт. Необходимая консультация всегда может быть дана заводом-изготовителем двигателей. Все это позволяет не только снизить стоимость оборудования, но и обеспечить компактность оборудования в целом.

— Какова экономическая эффективность применения таких электродвигателей?

— Давайте вместе посчитаем. Возьмем следующие исходные данные, при этом примем, что в среднем двигатель работает в году 4000 часов (по данным эксплуатации одного солидного предприятия металлургии средняя наработка двигателем в году составляет 5500 часов):

- средняя загрузка двигателя составляет 80% от номинальной мощности;
- двигатель класса энергоэффективности IE2 имеет КПД на 2% выше, чем двигатель энергоэффективностью IE1;
- коэффициенты мощности двигателей всех классов энергоэффективности практически одинаковы;
- наработка до первого капитального ремонта — 20 000 часов (5 лет);
- стоимость электроэнергии — в среднем 5 рублей за кВт·ч (на 2018 год);
- ежегодное увеличение стоимости электроэнергии — 10%;
- стоимость 1 кВт установленной мощности в среднем по стране составляет 20 тысяч рублей;
- стоимость капремонта по данным ремонтного предприятия — около 60% от первоначальной стоимости;
- снижение КПД при ремонте — на 0,3-0,5%. За счет увеличения потерь в железе, уменьшения коэффициента заполнения паза, потери геометрии и соосности пакетов ротора-статора и пр.;
- срок службы отремонтированного двигателя — не более 10 000 часов;
- двигатель энергоэффективности IE2 за счет большего расхода активных материалов (электротехнической стали, обмоточной меди и алюминия) дороже двигателя класса энергоэффективности IE1 на 15-20%, а двигатель IE3 дороже IE1 на 30–40 %.

Нетрудно подсчитать, что дополнительная стоимость двигателя за счет экономии электроэнергии окупается за 14–18 месяцев. С учетом стоимости установленной мощности, окупаемость наступает уже при покупке,

Рисунок. Электродвигатели серии 7AVE – экономичные, экологичные, энергоэффективные

Фото 1. Вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит» для изоляции компонентов электрических машин

обеспечивая дополнительную экономию от 20 до 30% стоимости нового двигателя.

Дополнительная стоимость энергоэффективного двигателя окупается за счет экономии электроэнергии за 14-18 месяцев

Кроме того, полная стоимость нового двигателя в зависимости от класса энергоэффективности компенсируется за 2,5–3,5 года. При последующей работе в течение 5–7 лет за счет экономии электроэнергии можно купить еще один такой же двигатель. Если учесть, что в эксплуатации находится около 30 млн электродвигателей, то эффект получается колоссальный!

— Что же нужно сделать, чтобы повсеместно внедрять и применять данное оборудование?

— Во-первых, новое оборудование надо обязательно комплектовать двигателями, обеспечивающими энергоэффективность не ниже IE2. При том, что применение двигателей класса IE3 даст еще больший экономический эффект.

Во-вторых, двигатели, вышедшие из строя по причине сгоревшей обмотки статора, должны утилизироваться, поскольку, приобретая высокоэффективный двигатель, вы платите за новый почти такую же сумму, как за отремонтированный, который к тому же, если вы его сохраните, будет приносить одни убытки.

В-третьих, при выработке 1 кВт·ч электроэнергии в атмосферу выделяется до 500 г углекислого газа и сопутствующих токсичных соединений. К примеру, двигатель мощностью 30 кВт низкой энергоэффективности за 1 год будет способствовать увеличению выбросов токсичных газов в атмосферу на 5 000 кг по сравнению с энергоэффективным двигателем.

В-четвертых, еще больший экономический эффект возможно получить при использовании частотного регулирования, к которому энергоэффективные двигатели адаптированы.

А закупка и применение малоэффективных двигателей — это экономическое преступление.

— А что же на практике?

Фактически предприятия РУСЭЛПРОМ затратили значительные средства на разработку, техническое перевооружение (фото 4 и 5) и освоение новой прогрессивной серии, но заказчик, а это практически весь промышленный сектор страны, не спешит приобретать данные электродвигатели, отдавая предпочтение импортным машинам низкого технического уровня и качества, но более дешевым.

— В чем кроется причина?

Причин здесь несколько. Прежде всего, нет запретительных документов, ограничивающих применение низкокачественной продукции. Если передовые развитые страны поставили заслон низкоэффективным машинам в виде принятия директив и организации действенного контроля, то наша страна, хотя и не такая богатая, позволяет всякому недобросовестному продавцу спокойно осуществлять реализацию продукции низкого качества.

При выработке 1 кВт·ч электроэнергии в атмосферу выделяется до 500 г углекислого газа и сопутствующих токсичных соединений

Так мне припоминается случай, когда мы в восьмидесятых годах (в бытность СССР) организовывали поставку наших двигателей в США через известную немецкую фирму SCHORCH. Тогда существовала поправка Джексона-Вэника, запрещавшая напрямую торговать с США. Мы впервые столкнулись с высокими требованиями по энергоэффективности, которая определялась с учетом реальных добавочных потерь. К слову сказать, в то время Европа еще продолжала определять добавочные потери как 0,5% от потребляемой мощности. Специалисты фирмы SCHORCH тогда нам, советским людям, объясняли требования рынка США: если заявленные показатели энергоэффективности будут ниже требуемых, то последуют такие штрафные санкции, которые могут превышать стоимость контракта, при этом дальнейший вход на рынок США будет закрыт на многие годы.

Это было то время, когда возник первый энергетический кризис. И в Соединенных Штатах была принята программа по экономии энергоресурсов с выходом к 2000 году без существенного увеличения потребления электроэнергии. И эту программу они фактически выполнили: при увеличении валового дохода в 3,6 раза за 20 лет (с 1980 по 2000 гг.) производство электроэнергии увеличилось всего в 1,6 раза, а за 10 лет текущего столетия (с 2000 по 2010 гг.) при увеличении валового дохода на 45% производство электроэнергии возросло всего на 1%. Нам есть чему поучиться у американцев. У нас производство электроэнергии возросло соответственно на 98% и 36%, т.е. мы тратим больше электроэнергии при выпуске единицы продукции.

Существует стандарт ГОСТ Р 54413-2011 (Классы энергоэффективности), вступивший в действие с июня 2012 г. Однако Федеральным Законом «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. в перечне видов товаров, на которые должны распространяться требования об информации о классе энергетической эффективности, асинхронные двигатели самого востребованного диапазона мощностей до 355 кВт не включены. Поэтому на отечественном рынке асинхронных двигателей отечественные производители вынуждены конкурировать не с отдельными иностранными предприятиями, а с компаниями, которые имеют существенную поддержку на государственном уровне.

Так совсем недавно в наш сертифицированный Испытательный Центр обратился отечественный производитель вентиляторов, который приобрел такие двигатели, с целью определения фактического уровня энергоэффективности. Испытания показали, что двигатели мощностью 3,0 кВт при норме КПД самого низкого класса энергоэффективности IE1 81,5% имели КПД 74,5%. В результате после 2-х часовой работы из-за повышенных потерь температура обмотки статора превысила 140°С — двигатель пришлось отключить. Это

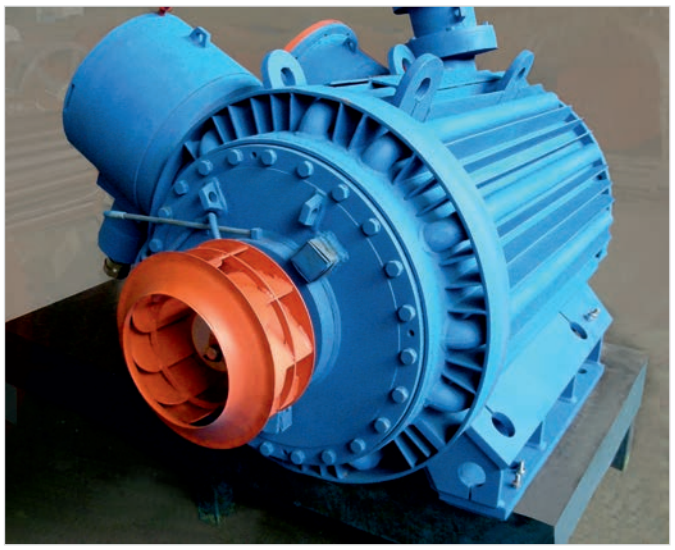


Фото 2. Асинхронный двигатель с пониженным уровнем шума и вентилятором нового типа

Фото 3. «Малошумные» взрывозащищенные двигатели для Омского НПЗ обладают повышенным КПД

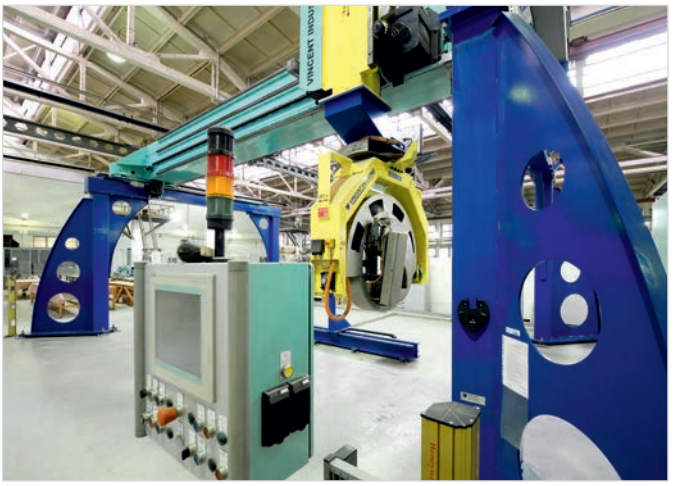


Фото 4 и 5. Освоение новой серии энергоэффективных ЭД потребовало модернизации станочного парка

не единичный случай. Напомню, что в Европе уже действуют нормы класса энергоэффективности IE3 (требуемый КПД для этих двигателей составляет 87,7%).

— Возможно ли ограничить поток некачественной импортной продукции законодательным путем?

Даже если требование по энергоэффективности будет включено в вышеуказанный Федеральный закон, то надежным барьером проникновению негодной продукции на российский рынок он не станет. Необходимы законодательные акты, предусматривающие ответственность как продавцов, так и покупателей за нарушение такого Закона.

Однако, как показал опыт передовых стран, на пути внедрения энергосберегающих технологий стоят не только объективные, но и субъективные факторы. Одна из главных причин состоит в том, что в большинстве случаев двигатель или полный привод не попадает сразу к конечному потребителю, а поставляется посреднику или машиностроительному предприятию в составе оборудования, которое будет установлено у потребителя. При этом посреднику не так важно, сколько электроэнергии потребляет поставляемый электродвигатель. Клиенты компании-посредника интересуются главным образом ценой двигателя, а не его энергозатратами.

Кроме того, даже у конечного потребителя специалисты, ответственные за принятие решений в отделе закупок, прежде всего ограничены бюджетом и игнорируют возможность сэкономить на эксплуатационных расходах. Но даже при принятии инвестиционных решений, энергозатраты принимаются с точки зрения их экономической целесообразности, и приоритет отдается краткосрочным проектам, а использование энергосберегающих технологий позволяет оценить их эффективность только по истечении расчетного периода амортизации. В связи с этим использование энергосберегающих решений зависит от субъективных управляющих решений.

В Европе уже действуют нормы класса энергоэффективности IE3 с КПД двигателей 87,7%

Существует и психологический фактор. Никакой бизнесмен не захочет вмешиваться в эффективную и бесперебойную работу промышленного оборудования единственно для того, чтобы сэкономить электроэнергию. Он сделает это только для увеличения производства, для повышения конкурентных преимуществ и качества своей продукции.

— Как вы видите разрешение сложившейся проблемы?

— Несмотря на все препятствия, мы обязаны всецело способствовать повышению популярности и понимания энергосберегающих технологий. Во-первых, необходимо совершенствовать законодательную базу. Создавать сертифицированные Испытательные Центры, наделенные полномочиями по выдаче разрешений на соответствие продукции классам энергоэффективности.

Кроме того, не стоит сбрасывать со счетов тот фактор, что информированность по данной теме крайне недостаточна. Информационные статьи, публикации не только в узкоспециальных технических, но и в торговых журналах, выступления на специальных конференциях по проблемам технического и экономического потенциала энергосбережения являются средством достижения этой цели. Необходимо разъяснять, что, например, замена двигателей старых серий на новые приносит достаточно быстрый эффект, а проведение капитального ремонта сгоревших машин самого распространенного ряда мощностей (до 100 кВт) вообще нерентабельно.

Двигатели новых серий позволяют без особых переделок применять частотное управление, что в большинстве случаев повышает производительность, качественные показатели как самого производства, так и выпускаемой продукции с максимальным экономическим эффектом. Надо практиковать организацию государственных закупок, где основным требованием для участия в конкурсе должно быть достижение максимальной энергоэффективности продукции.

Только в таком обществе, где все заботятся об экономии и бережливости, возможен прогресс и рост благосостояния, о чем неоднократно говорит наш Президент.

Фото 6. Концерн РУСЭЛПРОМ производит различные электрические машины, в том числе не имеющие аналогов в мире

22 сентября Льву Николаевичу Макарову исполняется 80 лет.
Коллектив концерна РУСЭЛПРОМ поздравляет Льва Николаевича с юбилеем!

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

УДК 622.276

Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования

С.Б. Колесова
к.э.н., доцент кафедры РЭНГМ, директор
sbk@udsu.ru

А.М. Насыров
к.т.н., профессор кафедры РЭНГМ
amdakh-nasyrov@rambler.ru

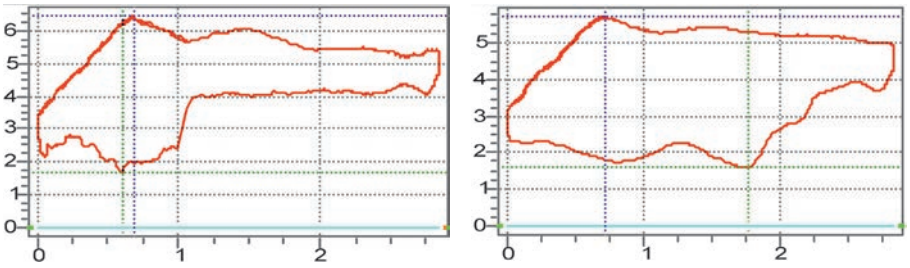
М.Б. Полозов
к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ
michael999@inbox.ru

Институт нефти и газа им. Гуцериева М.С. ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия

В современных условиях среди вновь вводимых месторождений увеличивается доля низкопродуктивных залежей нефти с малопроницаемыми коллекторами. Такие залежи, как правило, эксплуатируются с низкими забойными давлениями в скважинах и ухудшенными показателями работы насосного оборудования из-за влияния свободного газа. Снижение отрицательного влияния свободного газа на работу насоса достигается различными способами в каждом конкретном случае. Одним из оптимальных способов является применение хвостовиков с удлиненными приемными фильтрами. В работе излагается ряд других технологических и технических приемов снижения вредного влияния свободного газа на работу насосного оборудования.

Материалы и методы
На основе анализа практического материала, инженерных расчетов технологического процесса и свойств материалов оборудования.

Ключевые слова
свободный газ, насосное оборудование, низкое забойное давление, низкий коэффициент подачи насоса, хвостовик с удлиненным приемным фильтром



а) *б)*

Рис. 1 — Динамограмма работы насоса (скв. 4133) с влиянием свободного газа
а) с прорывом газа из затрубного пространства на прием насоса;
б) после установки хвостовика на прием насоса
Fig. 1 — Dynamogram of the pump operation (well No. 4133) with the effect of free gas
a) with the breakthrough of gas from the annulus to the pump;
b) after installing the shank to receive the pump

Для современного периода развития нефтедобывающей промышленности характерны устойчивая тенденция снижения добычи нефти на старых месторождениях, ухудшение структуры извлекаемых запасов, рост запасов трудноизвлекаемой нефти, увеличение количества низкопродуктивных залежей с осложненными геолого-физическими условиями, повышение доли низкопроницаемых коллекторов. Последние, как правило, эксплуатируются с низкими забойными давлениями и низкими коэффициентами подачи насосов из-за отрицательного влияния свободного газа (рис. 1а). Влияние газа в откачиваемой жидкости учитывается коэффициентом наполнения цилиндра насоса. Он равен отношению объема жидкости, поступившей в насос, ко всему объему цилиндра.

В ряде случаев затрубный газ вытесняет динамический уровень к приему насоса и прорывается на прием насоса, срывая подачу. Такой процесс приводит не только к уменьшению добычи нефти, но и к снижению межремонтного периода из-за возможного заклинивания плунжера в цилиндре и другим причинам.

Для снижения вредного влияния свободного газа на работу скважинного штангового насоса применяются следующие способы:

1) увеличение погружения насоса под динамический уровень, что снижает количество свободного газа на приеме насоса;
2) уменьшение «мертвого» пространства под плунжером до приемного клапана [1, 2]:
3) применение насосов специальной конструкции;
4) увеличение длины хода плунжера; при этом снижается доля объема мертвого пространства в объеме, описываемом плунжером;
5) увеличение коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса с использованием различных устройств;
6) откачка затрубного газа с помощью поршневого компрессора с приводом от станка-качалки.

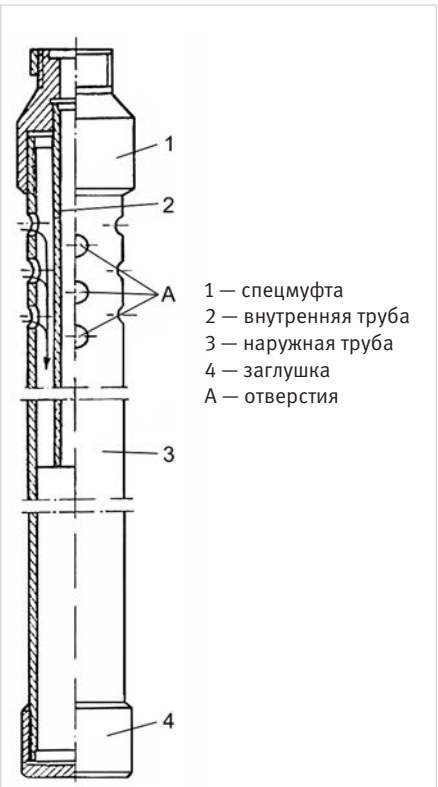


Рис. 2 — Схема газового сепаратора на приеме глубинного насоса
Fig. 2 — Scheme of the gas separator at the intake of the deep pump

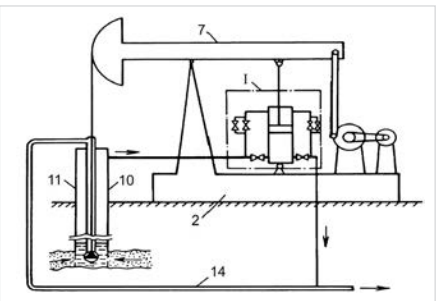


Рис. 3 — Принципиальная схема откачки затрубного газа поршневым компрессором с приводом от станка-качалки
Fig. 3 — Schematic diagram of pumping annulus gas with a piston compressor driven by a rocking machine

РАЗДЕЛ I. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

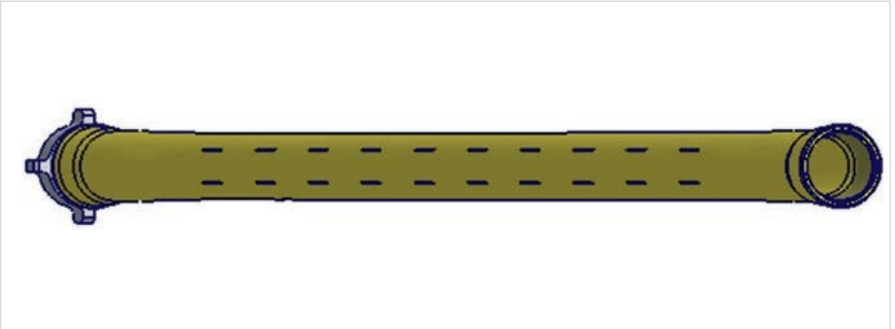
1.7. СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1.7.1. ФИЛЬТРЫ ЗАЩИТНЫЕ

Фильтры предназначены для установки в нижнюю часть глубинного штангового насоса с целью предотвращения попадания в насос инородных частиц размером более 3 мм.

Фильтр представляет собой трубу с приваренной заглушкой и отверстиями диаметром 3 мм. В верхней части трубы нарезана присоединительная резьба LP (трубопроводная коническая), которая соответствует внутренней резьбе в нижней части насоса.

Параметры/тип	Фильтр 1"	Фильтр 1 1/4"	Фильтр 1 1/2"	Фильтр 2"
Диаметр резьбы LP	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"
Наружный диаметр, мм	34	42,5	48,3	60,3
Внутренний диаметр, мм	24	32	40,3	50,3
Длина, мм	210			
Суммарная площадь отверстий ⌀ 3, мм²	720 (102 отв.)			1080 (153 отв.)
Используется с насосами	20-106RHA 20-125RHA	20-106RHB 20-125RHB 20-125THM 20-175THM 25-150RHA 25-175RHA	25-150RHB 25-175RHB 25-225THM	30-275THM



а) б)

Рис. 4 — Заводской стандартный и предлагаемый фильтры на приеме ШГН:
а) заводской стандартный фильтр (скан заводского документа), б) предлагаемый фильтр скважинный стеклопластиковый, щелевой диаметр — 73 мм, длина — 2 м
Fig. 4 — Factory standard and proposed filters for receiving sucker-rod pump (SRP):
a) factory standard filter (factory document scan), b) proposed fiberglass borehole filter, slotted diameter — 73 mm, length — 2 m

Наиболее широкое распространение получил газовый сепаратор [1], состоящий из наружной трубы с перфорированной в верхней части отверстиями, через которые нефть поступает во внутреннюю трубку, открытую в нижней части, и далее к приему насоса. Иногда газовый сепаратор (рис. 2) одновременно используется против мехпримесей, поэтому устройство называется «газопесочный якорь».

Газовый сепаратор на приеме насоса значительно снижает объем свободного газа, попадающего в насос, однако не освобождает от свободного газа при вытеснении динамического уровня до приема насоса. Очевидно также, что указанный сепаратор эффективен при небольших дебитах скважин. Кроме того, сепаратор подвержен вторичным осложнениям в виде солевых, солепарафиновых отложений.

Устьевой компрессор с приводом от станка-качалки (рис. 3) не оправдывает себя из-за малой производительности и непрактичности.

В практических условиях оправдал себя спуск хвостовиков для предупреждения срыва подачи из-за отжатия динамического уровня затрубным газом. Причем длина хвостовика (Нхв) зависит от возможной высоты оттеснения затрубной жидкости и определяется по формуле:

$$\mathbf{H}_{хв} = \mathbf{P}_{вык}/\boldsymbol{\rho}\mathbf{g} - \mathbf{H}_{пог}\ (м),$$

где $P_{вык}$ — выкидное давление, Па, ρ — плотность затрубной нефти, кг/м³, $H_{пог}$ — глубина погружения насоса под динамичный уровень при отсутствии избыточного давления затрубного газа, $м$, g — ускорения свободного падения, м/с².

К примеру, если выкидное давление 2МПа, плотность нефти в затрубном пространстве 860 кг/м³, глубина погружения насоса 100 м, то хвостовик должен иметь длину 132 м.

Однако, при длине стального хвостовика более 50 метров высока вероятность деформации цилиндра и заклинивания плунжера насоса [3]. Поэтому хвостовик спускают из труб меньшего диаметра или из стеклопластиковых труб.

При этом надо обратить внимание на конструкцию приемного фильтра. Для снижения вредного влияния свободного газа на работу штангового глубинного насоса (далее — ШГН) важную роль играет также конструкция фильтра на приеме насоса. На рис. 4а показан стандартный заводской фильтр из стального патрубка, длина которого 21 см. Приемный фильтр ШГН, как правило, находится в водной среде, поэтому он быстро подвергается коррозии, отложениям солей и АСПО [4]. Малая длина фильтра не способствует качественной сепарации свободного газа. Поэтому авторы предлагают применять стеклопластиковые фильтры длиной не менее двух метров (рис. 4б), что способствует значительному снижению количества свободного газа и мехпримесей, попадающих на прием насоса. Это происходит из-за увеличения относительной скорости движения газа по двум причинам.

Первая. За счет снижения скорости восходящего потока жидкости в эксплуатационной колонне. Подъем газожидкостных смесей можно представить, как движение жидкости со скоростью $Vж$ и газа со скоростью $Vг$ [2]. Относительную скорость движения газа Vo получаем как разницу скоростей: $Vo = Vг - Vж$. Поскольку длина стеклопластикового фильтра в десять и более раз длиннее

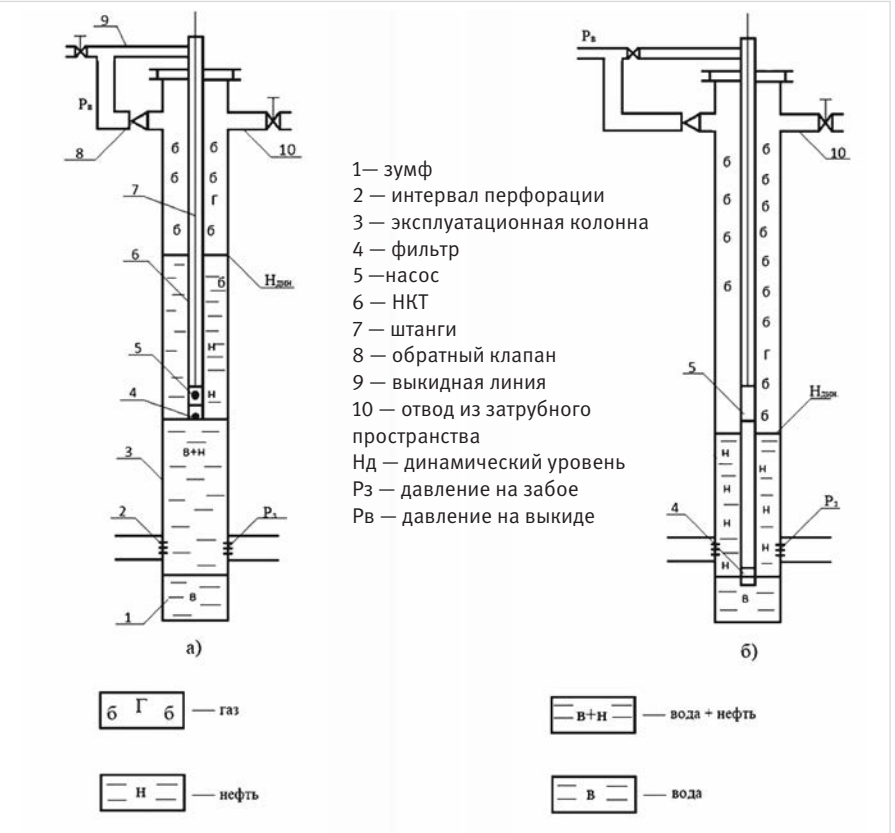


Рис. 5 — Схема расположения флюидов в скважине:
а) работа ШГН без хвостовика до оттеснения газом затрубной нефти.
б) работа ШГН с хвостовиком, спущенным до нижних отверстий интервала перфорации. Затрубный газ не попадает на прием насоса. Интервал перфорации в нефтяной среде
Fig. 5 — Arrangement of fluids in the well:
a) the operation of the SRP without a shank before the gas is ejected by the annular oil.
b) the operation of the SRP with a shank run down to the lower holes of the perforation interval. The annulus gas does not enter the pump. Perforation interval in oil environment

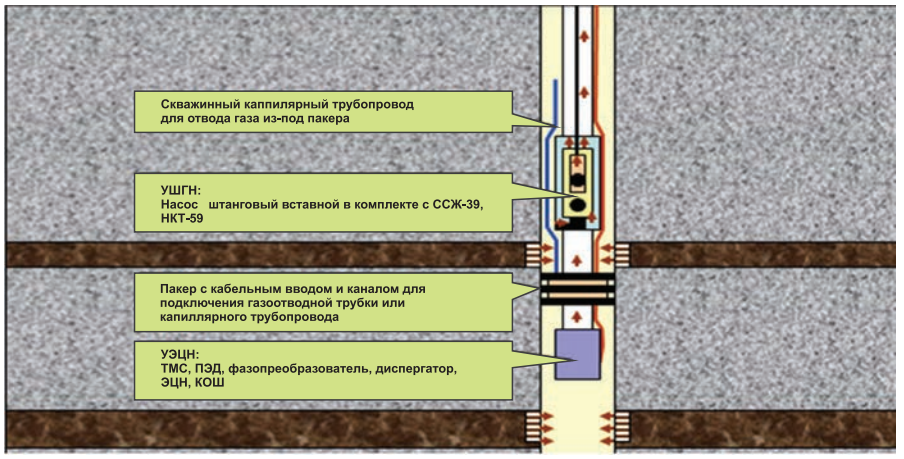


Рис. 6 — Схема отвода свободного газа из-под пакера
Fig. 6 — Scheme of free gas escape from under the packer

заводского, то и скорость движения жидкости по затрубу в интервале фильтра ниже на такую же величину, а Vo соответственно больше.

Вторая причина заключается в том, что на пузырек газа действует архимедова сила, величина которой равна весу жидкости, вытесненной этим телом. Относительная скорость движения пузырька является функцией не только архимедовой силы, но и силы сопротивления жидкости, препятствующей движению пузырька газа. Сила сопротивления зависит от размера газового пузырька, вязкости жидкости, физических свойств поверхности раздела [5].

Скорость движения малого газового пузырька определяется согласно формуле Стокса:

$$\mathbf{V_o = \frac{2}{9} g R^2 \frac{(\rho_ж - \rho_г)}{\mu}},$$

где R — радиус пузырька, μ — динамическая вязкость жидкости, $\rho_ж$ и $\rho_г$ — плотности жидкости и газа.

В данном случае, в интервале фильтра в скважине пластовая вода с плотностью $\rho_ж$, а вязкость жидкости приближается к вязкости воды, поэтому Vo тоже имеет максимальное значение.

Таким образом, длина фильтра в данном случае способствует лучшей сепарации газа в затрубное пространство и служит как альтернатива газопесочным якорям.

При небольших глубинах скважин, если от насоса до интервала перфорации скважины расстояние составляет не более 200–300 м, предлагается спустить хвостовик из стеклопластиковых труб до нижних отверстий перфорации (рис. 5б). Стеклопластиковые трубы в четыре раза легче стальных, поэтому насос не деформируют, кроме того затрубное пространство ниже насоса, включая интервал перфорации, будет находиться в нефтяной среде, что дополнительно снижает забойное давление и гидрофобизирует призабойную зону пласта. При этом ШГН работает с хорошим заполнением (рис. 1б)

Проблемой является накопление свободного газа в подпакерной зоне при одновременно-раздельной добыче нефти из двух объектов. Если нижний насос интенсивно отбирает жидкость и снижает забойное давление значительно ниже давления насыщения, то под пакером накапливается свободный газ, который со временем прорывается на прием насоса, срывая подачу. Чтобы этого не происходило, в ряде случаев устанавливают газоотводную трубку, как показано на рис. 6.

Однако малый диаметр газоотводной трубки не обеспечивает полный отвод свободного газа, и поставленная цель достигается не всегда. Поэтому одним из вариантов является установка обратного клапана на пакере, а сам пакер устанавливают как можно ближе к верхнему насосу. При понижении динамического уровня верхним насосом газ из-под пакера прорывается через обратный клапан в верхний интервал скважины и далее в выкидную линию [6].

Технологическим методом решения этого вопроса является подбор производительности нижнего насоса таким образом, чтобы забойное давление второго объекта было ненамного ниже давления насыщения, чтобы весь выделенный газ мог удаляться насосом. Чаще всего это достигается применением станций управления с частотным регулированием или комплектацией УЭЦН вентильным двигателем.

В целом все известные методы и способы борьбы с вредным влиянием газа могут быть разделены на две группы:

1. Методы, применяемые для предотвращения попадания свободного газа в насос (отделение газа от жидкости на приеме насоса или ниже его).
2. Методы, применяемые для снижения вредного влияния попавшего в насос свободного газа.

В настоящее время для эффективной эксплуатации скважин, продукция которых содержит значительное количество свободного газа, имеется достаточно много технических и технологических приемов, применяемых в практике эксплуатации нефтяных месторождений. Однако подбор и использование того или другого метода производятся не только для конкретного месторождения, но и для конкретной скважины с учетом всех факторов, влияющих на работу насосного оборудования.

Выводы

1. Наиболее рациональным способом защиты насосов от прорыва накопленного затрубного газа является использование хвостовиков.
2. Применение удлиненных фильтров на приеме насоса способствует улучшению сепарации газа и удаление его в затрубное пространство.
3. Подбор и применение методов снижения вредного влияния газа на работу насосного оборудования производятся для каждой конкретной скважины индивидуально.

Литература

1. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М: Недра, 1974. 704 с.
2. Гумеров Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации штанговых скважинных насосов при добыче газированных нефтей. Уфа, 1996. 118 с.
3. Насыров В.А., Насыров А.М. Совершенствование эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях. Ижевск, Парацельс, 2011. 203 с.
4. Документы промысловых испытаний НСН, НСВ в освоении скважин и очистки призабойных зон. НГДУ «Уфанефть». 2001–2003.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти и газа. Москва, РГТУ им. Губкина, 2003. 816 с.
6. Насыров А.М, Борхович С.Ю. Устранение осложнений при нетрадиционных способах добычи нефти // Нефть. Газ. Новации. 2017. №7. С. 42–45.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment

Authors:
Svetlana B. Kolesova — Ph.D., associate professor, director; sbk@udsu.ru
Amdakh M. Nasyrov — Ph.D., professor; amdakh-nasyrov@rambler.ru
Mikhail B. Polozov — Ph.D., associate professor; michael999@inbox.ru

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract
In modern conditions, the share of low-yield oil deposits with low-permeability reservoirs increases among the newly introduced fields. Such deposits, as a rule, are exploited with low bottomhole pressures in wells and worsened performance of pumping equipment due to the influence of free gas. Reduction of the negative effect of free gas on the pump is achieved in various ways in each case. One of the optimal methods is the use of shanks with elongated intake filters. The paper describes a number of other technological and technical methods for reducing the harmful effect of free gas on the operation of pumping equipment.

Materials and methods
Experimental material analysis, engineering calculation of the process and equipment material properties

Keywords
free gas, pumping equipment, low bottomhole pressure, low pump feed rate, shank with an extended intake filter

Results
1. The most rational way to protect pumps from the breakthrough of accumulated annulus gas is the use of shanks.
2. The use of elongated filters at the pump intake contributes to the improvement of gas separation and removal into the annulus.
3. The selection and application of methods for reducing the harmful effect of gas on the operation of pumping equipment are produced for each specific well individually.

References
1. Gimatudinov Sh.K. *Spravochnaya kniga po dobyche nefti* [Reference book on oil production]. Moscow, Nedra, 1974, 154 p.
2. Gumerov R.R. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii shtangovykh skvazhinnykh nasosov pri dobyche gazirovannykh neftey* [Increase of efficiency of exploitation of sucker-hole pumps in the extraction of carbonated oils]. Ufa, 1996, 118 p.
3. Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Sovershenstvovanie ekspluatatsii skvazhin, oborudovannykh UETsN, v oslozhnennykh usloviyakh* [Improvement of operation of wells equipped with ESP in complicated conditions]. Izhevsk, Paracelsus, 2010, 203 p.
4. Documents of field trials of NSF, NSW in development of wells and cleaning of bottomhole zones. NGDU Ufaneft. 2001–2003.
5. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti i gaza* [Downhole oil and gas production]. Moscow, Gubkin Russian State University, 2003, 816 p.
6. Nasyrov A.M, Borkhovich S.Yu. *Ustranenie oslozhneniy pri netraditsionnykh sposobakh dobychi nefti* [Elimination of complications in non-traditional ways of oil production]. Neft. Gas. Novacii, 2017, issue 7, pp. 42–45.

ИЛЬМА®
МИРОВАЯ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

ЦЕЛОЕ СОЕДИНЯЕТСЯ
НАДЁЖНО –
НАШИМИ УПЛОТНЕНИЯМИ!

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ИЛЬМА» – РАЗРАБОТЧИК, ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК УПЛОТНЕНИЙ ДЛЯ РАЗЪЁМНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ООО «ИЛЬМА»
197348, Россия, Санкт-Петербург
Коломяжский пр., д. 10, лит. И
Тел./факс: +7 (812) 326-60-18
ilma@ilma-sealing.com
www.ilma-sealing.com

TÜVRheinland
СЕРТИФИЦИРОВАНО

Система менеджмента
ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
www.tuv.com
ID 9105052621

Совершенствование оборудования электротеплового прогрева для добычи тяжелых нефтей

С.И. Лохманов, К.В. Костецкий, И.М Бадгутдинов

АО Альметьевский завод «Радиоприбор», НАО «СибНАЦ»

Почти во всех нефтегазовых бассейнах России залегают месторождения с вязкой нефтью. Наибольшая плотность запасов вязких нефтей имеет место в Тимано-Печерском и Волго-Уральском бассейнах. Самые вязкие нефти России расположены в Тимано-Печерском бассейне, на крупных месторождениях: Ярегском и Усинском и 14 более мелких: Харьягинском, Возейском, Нибельском, Южно-Торавейском и других с вязкостью от 30 до 11313 мПа*с. В Урало-Поволжском бассейне имеется 98 месторождений нефти вязкостью от 30 до 450 мПа*с.

Прогнозная величина геологических запасов вязких нефтей России по разным оценкам составляет до 10 млрд. т, что составляет около 75% прогнозных запасов нефти Евразии и Африки

Вязкая нефть в промышленном масштабе до настоящего времени извлекается в основном паротепловыми методами, и внутрипластовым горением и, в незначительном объеме, применением электрообогрева. Для реализации первых двух методов требуется дорогостоящее оборудование, поэтому такие методы рентабельны только на месторождениях с большими удельными запасами на одну добывающую скважину — более 0,7 млн. т. Южно-Торавейское месторождение более скромно по удельным запасам, и как показывают экономические расчеты, применение внутрипластового горения и паротеплового воздействия на его пластах нерентабельно.

В поисках рентабельной технологии был рассмотрен опыт применения забойных электронагревателей в нашей стране. Механизм технологии заключается в снижении вязкости нефти, раскольматажа призабойной зоны, образования трещин в призабойной зоне скважины под воздействием тепла.

В настоящее время АО «ПСКОВКАБЕЛЬ» производит скважинный проточные нагреватели СНТ 20 на 20 кВТ электрической мощности и СНТ 35 на 35 кВт электрической мощности. Эти нагреватели предназначены для обогрева ТЕНами жидкости, протекающей в корпусе устройства.

К сожалению, необходимость постоянного охлаждения электронагревателя затрудняет его применение для прогрева слабоприточных и простаивающих скважинах.

Наиболее технологичными для наших целей представляются скважинные электронагреватели серии Терм разработки АО Альметьевского завода «Радиоприбор». Для прогрева призабойной зоны скважин, продукции скважин разработаны и внедряются скважинные блоки Терм-1 мощностью до 20 кВт и диаметром нагревательной части 57 мм и 110 мм. Терм-1 мощностью 10 кВт так же предназначен для догрева добываемой продукции с

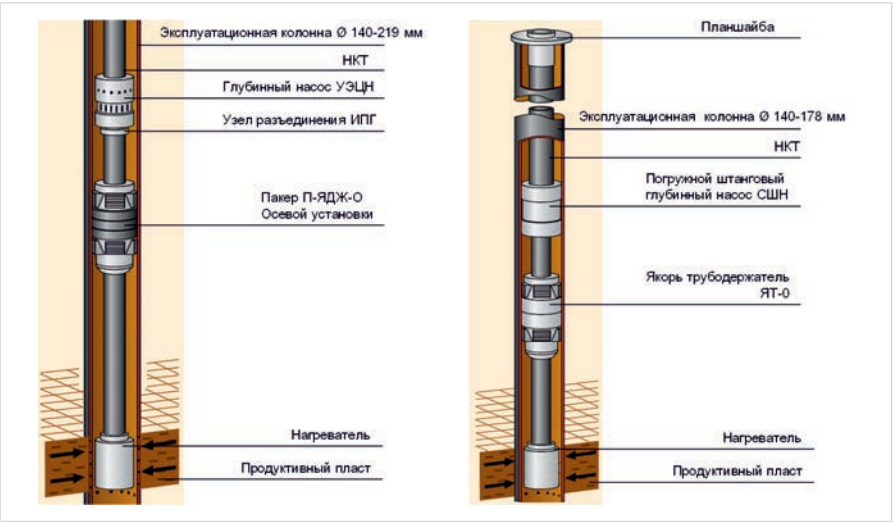


Рисунок — Способы крепления лектронагревателя под насосы

целью снижения её вязкости для уменьшения нагрузки ШГН и ЭЦН, для чего подвешивается прямо через переводную муфту или через НКТ под насос. Схема подвески нагревателей приведена на рисунке. Для уменьшения нагрузки на корпус насоса для подвески под УЭЦН обычно используется пакер П-ЯДЖ-О осевой установки; для подвески под ШГН используется якорь трубодержатель ЯТ-О.

Управление скважинными нагревателями однофазного питания производиться станцией управления. По сигналам датчика температуры контроллер станции управляет двумя реле, регулирующими переменный ток питания нагревателя; имеет аналоговые и дискретные входы для контроля температуры нагревателя, входного тока и напряжения.

Анализируя опыт проведения электропрогрева призабойной зоны скважин в стационарном режиме, было установлено, что ощутимый технологический эффект проявляется при использовании электрической мощности более 4 кВт, и увеличивается с увеличением электрической мощности. Это послужило причиной создания забойного трехфазного электронагревателя Терм-3 номинальной мощностью 40 кВт (максимальный диаметр 110 мм).

Для закачки пара в пласт и циклической обработки паром призабойной зоны, совместно НАО «СибНАЦ» и АО Альметьевский завод «Радиоприбор» производиться разработка забойного проточного трехфазного электропарогенератора Терм-4. Этот трехфазный нагреватель диаметром 110 мм и весом 79 кг, электрической мощностью 180 кВт способен генерировать до 10 т пара в сутки. С поверхности нагнетается холодная вода, что позволяет избежать растепления вечной мерзлоты, обтекая электролитический нагреватель, вода превращается в пар.

Для подвода питания с устья скважины, в зависимости от необходимой мощности используются самонесущие кабеля КГл 1*0.5, КГл 1*0.75, КГл 1*1.5 (рабочая температура 260°С) и КЭСБП-230 (рабочая температура 230°С), закрепляемый на клямсах к НКТ. Перегружая кабеля по току, подбирается такая температура поверхности, которая предотвращает образование АСПО пробок и создаст гарантированный проход продукции скважины вокруг кабеля, компенсирует снижение вязкости продукции за счет охлаждения при подъеме по стволу.

Выводы

1. Применение комплекта оборудования ТЕРМ позволяет прогревать забой добывающих скважин, снижать вязкость нефти и генерировать пар на забое нагнетательных скважин без растепления зоны вечной мерзлоты
2. Комплект оборудования ТЕРМ позволяет вести тепловую обработку скважин как в непрерывном, так и в циклическом режиме
3. Как показали проведенные промысловые испытания, при использовании электрической мощности для прогрева добывающих скважин с вязкостью нефти в диапазоне 30–900 мПа*с более 4 кВт, наблюдается прирост дебита скважин, нарастающий с увеличением используемой мощности
4. Применение электролитов и режима электрической дуги позволит в дальнейшем добиваться увеличения мощности электрообогрева без увеличения габаритов скважинных электронагревателей.

КРЭТ

АЗ РАДИОПРИБОР

АО Альметьевский завод «Радиоприбор»
423450 РФ, РТ, г. Альметьевск,
пр-т. Строителей, 2
+7 (8553) 22-19-09
www.alzara.ru

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
НАТ- АРТ

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ»
- предлагает широкий спектр продукции, включающий в себя нефть и продукты ее переработки: нефть сырую, газовый конденсат, топливо дизельное, бензины, авиационный керосин, мазуты и другие продукты.
- осуществляет поставки нефте- газопродукции по договорам, заключенных предприятиями-партнерами Группы компаний НАТ-АРТ с различными ВИНК (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ГАЗПРОМ», ПАО «ЛУКОЙЛ»

Добыча

Наши добывающие предприятия выпускают сырую нефть. Месторождения расположены в Ханты-Мансийском Автономном округе.

Производство

В состав Группы компаний НАТ-АРТ входят два нефтеперерабатывающих завода. НПЗ расположены на юге России.

Трейдерская Деятельность

Осуществляем поставки внутри РФ посредством трубопроводного транспорта и по железной дороге.

Экспорт

Отгружаем на экспорт мазут, топливо дизельное, авиационный керосин, нефть, бензины. Адреса поставок: Китай, США, Ближний Восток, Израиль, Роттердам.

НАША ПРОДУКЦИЯ

Нефть сырая

Газовый коденсат

Дизельное топливо

Бензин

Керосин авиационный

Мазут

НАШИ ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ
ГАЗПРОМ
СНГ
БАШНЕФТЬ
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
ЛУКОЙЛ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
СИЛЬНАЯ РОССИЯ

nknat-art.ru +7 911-768-24-14 info@nknat-art.ru

Модернизация газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 на территории России

Модернизация производится путём замены газотурбинного двигателя АИ-20ДКЭ(ДМЭ) на промышленный газотурбинный привод ГТЭ-МС-2,5 с выносным редуктором, а также, при необходимости, замены системы автоматизированного управления и других систем электростанции. Работы проводит компания БОРИСФЕН на собственной производственной площадке – в Центре Двигателестроения в г.Дубна, Московская область.

Определение необходимой степени модернизации бывших в эксплуатации ПАЭС-2500 проводится в каждом случае индивидуально.

Передвижные электростанции ПАЭС-2500 по основным показателям находятся на уровне лучших образцов, а по мобильности, качеству генерируемой электроэнергии и габаритно-весовым характеристикам – превосходят многие из них.

В качестве первичного двигателя, в электростанции «Мотор Сич ПАЭС-2500» применяется газотурбинный привод (ГТП) ГТЭ-МС-2,5 номинальной мощностью 2,5 МВт, обладающий высокой надежностью (межремонтный ресурс – 25000 часов) и экономической эффективностью (К.П.Д. – 24 %).

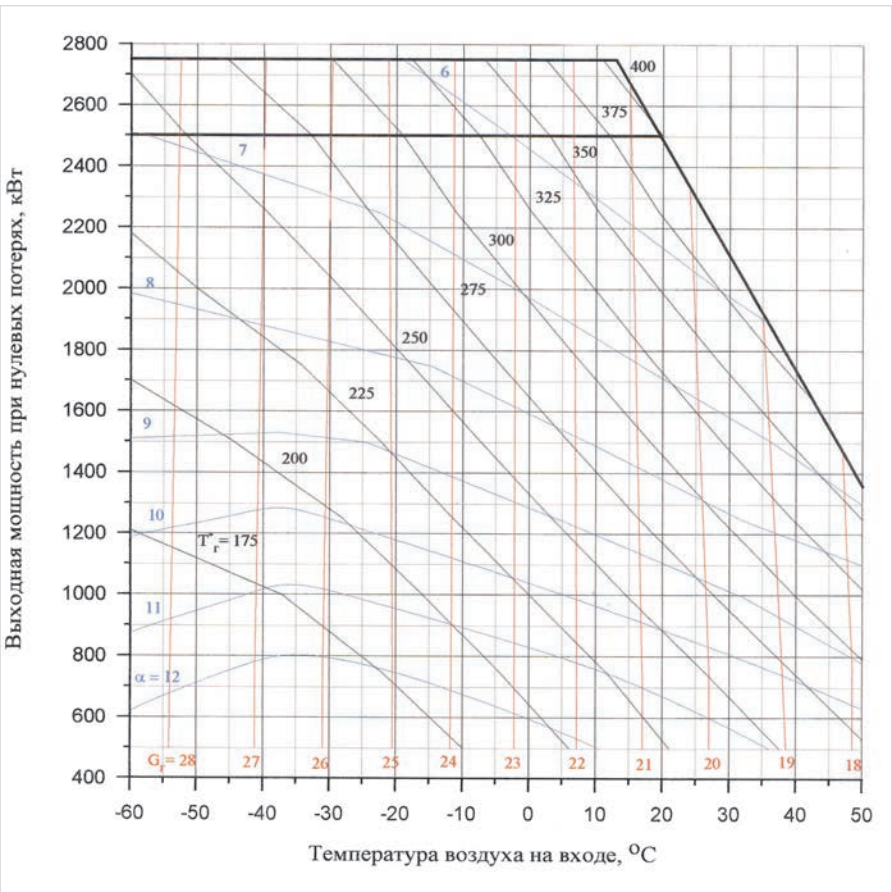


График зависимости основных параметров газотурбинной электростанции от температуры наружного воздуха

Для генерирования электроэнергии используется специально разработанный синхронный генератор с современной бесщеточной системой возбуждения, для защиты которого применен цифровой блок защиты генератора производства фирмы «General Electric», удовлетворяющий требованиям действующих правил и совместимый с современной системой автоматического управления и контроля.

Система автоматического управления и контроля выполнена на базе современной микропроцессорной техники, позволяющей обеспечить требуемый высокий уровень автоматизации (3-я степень автоматизации).

Специально разработанное универсальное высоковольтное комплектное распределительное устройство также выполнено на современной элементной базе с системой обеспечения электропитания собственных нужд электростанции.

Все выпускаемые предприятием электростанции оснащены современными системами безопасности (автоматического газового пожаротушения, виброконтроля и контроля уровня загазованности) и системами шумоглушения всасывания и выхлопа.

По желанию Заказчика, в качестве опции, может быть поставлен центральный пульт дистанционного управления до шести электростанций ПАЭС-2500.

Электростанция оснащена экономичной системой электрического запуска ГТП, эффективной системой шумоглушения, а также современной системой автоматического управления, комплектным распределительным устройством и системами безопасности.

Электростанции номинальной мощностью 2500 кВт могут быть использованы для генерирования напряжения 6300/10500/13800 В трехфазного переменного тока, частотой 50 или 60 Гц. Вид климатического исполнения при рабочих значениях температуры

С целью улучшения эксплуатационных характеристик электростанций ПАЭС-2500, изготовленных до 2000 года и находящихся в эксплуатации, ЗАО «БОРИСФЕН» предлагает следующие направления модернизации:

1) Замена существующей топливорегулирующей аппаратуры двигателя АИ-20 на аппаратуру, управляемую цифровой системой регулирования и управления ГТД, что позволяет повысить точность регулирования оборотов ГТП с ±1,0 % до ±0,4 %
2) Установка на двигателе храповой обгонной муфты центробежного типа.

При её использовании стартер-генератор в режиме запуска работает как стартер, а после запуска отключается.

Применение обгонной муфты значительно экономит ресурс СТГ и его щёток, а также дает возможность увеличить продолжительность безостановочной работы электростанции (с 500 часов до 1000 часов).

3) Установка блока масляных фильтров тонкой очистки обеспечивает чистоту фильтрации 10 мкм смазочного масла, отработанного в двигателе, чем повышается ресурс смазываемых деталей и сборочных единиц двигателя.
4) Применение валопровода с фрикционной муфтой для защиты двигателя от перегрузок и ударных нагрузок, которые возникают в процессе эксплуатации (например, при коротких замыканиях).
5) Замена существующего автоматического регулятора возбуждения РВА-62 на современное цифровое устройство системы возбуждения УСВ АРВ-ПАЭС-2500.

Основная функция УСВ – поддержание действующего значения напряжения на выводах статора генератора в соответствии с заданной уставкой с точностью ±0,5% относительно заданной статической характеристики. Величина статизма по реактивной мощности может устанавливаться в диапазоне от 0 до 10%.

6) Применение устройства автоматического переключения питания 380/220 В, 50 Гц от внешнего источника на трансформатор собственных нужд электростанции.
7) Замена системы замера вибраций.

Взамен существующей системы контроля уровня вибраций (ИВ-41М), работающей кратковременно, предлагается использовать комплект виброизмерительных преобразователей, обеспечивающий непрерывный контроль вибраций.

8) Установка системы шумоглушения электростанции.

Со стороны задней стенки полуприцепа-фургона устанавливается шумоглушитель выхлопа газотурбинного двигателя, который имеет сообщение с полуприцепом-фургоном посредством промежуточного элемента – кожуха, с возможностью его перемещения в осевом направлении. Шумоглушитель всаса воздушного потока вынесен за пределы полуприцепа-фургона и устанавливается на крышу полуприцепа-фургона над моторным отсеком.

Модернизация ПАЭС-2500 позволяет улучшить технические и эксплуатационные характеристики электростанции.

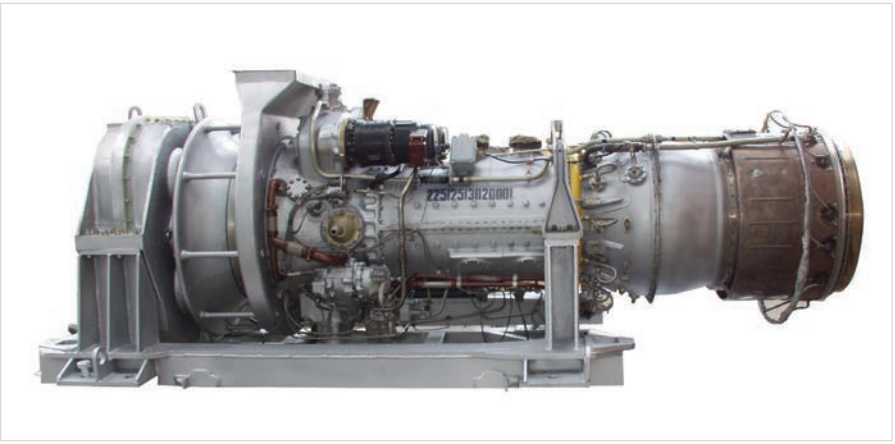
окружающего воздуха составляет от минус 60°С до плюс 45°С.

По требованию заказчика изготавливаются исполнения, предназначенные для гарантированного запуска и работы (на жидком топливе) на высотах до 4500 м.

ПАЭС-2500 предназначена для использования:

- в базовом и полупиковом режимах работы;
- при работе на автономную нагрузку;
- при параллельной работе с магистральной сетью неограниченной мощности;
- при параллельной работе с другими электростанциями, имеющими аналогичные системы регулирования;
- для совместной работы с котлами-утилизаторами выхлопных газов (тип и назначение котла определяется потребностями заказчика), а также в режиме тригенерации – комбинированном производстве электричества, тепла и холода.

Применяемая платформа ВАРЗ является регистрируемым транспортным средством, укомплектованным опорными устройствами, тормозной системой, шкворневым узлом, съемными колесными осями, электросистемой.



В качестве первичного двигателя, в электростанции «Мотор Сич ПАЭС-2500» применяется газотурбинный привод (ГТП) ГТЭ-МС-2,5 номинальной мощностью 2,5 МВт

Вариант доставки

БОРИСФЕН

ЗАО «БОРИСФЕН»
г. Москва, 2-я Песчаная ул.
Тел.:+7.495.411.51.11
info@bf-avia.ru
bf-avia.ru

СОВРЕМЕННЫЕ ПНЕВМОКАРКАСНЫЕ СООРУЖЕНИЯ И МОБИЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

Производственный холдинг «VECTOR-M» AG представляет вашему вниманию современные инновационные системы в строительстве пневмокаркасных сооружений

Преимущества пневмокаркасных сооружений:

- Надежность в эксплуатации (срок службы 15–20 лет)
- Быстрота возведения и демонтажа конструкций
- Энергосберегающие и термостойкие ткани ПВХ концерна MEHLER, Германия
- Новая инновационная система автономного управления сооружением в целом
- Полное техническое документационное сопровождение проектов сооружений

Vector-M ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ХОЛДИНГ

141006, МО, Г. МЫТИЩИ, ОЛИМПИЙСКИЙ ПР., Д. 29, СТР. 2
Т./Ф.: +7 (495) 926-0687 (МНОГОКАНАЛЬНЫЙ), ТЕЛ.: +7 (495) 920-2455
INFO@AIR-DOME.MSK.RU WWW.AIR-DOME.MSK.RU

CMT climate WELTEM ApenGroup aermax line RUSSEL TECHNICS

УДК 622.279

Автоматизация процесса инжиниринга и мониторинга разработки месторождений углеводородов

К.С. Холоднов
инженер 1 категории отдела мониторинга и реинжиниринга действующих месторождений
k.holodnov@ggr.garprom.ru

Н.Н. Николаев
заместитель начальника отдела мониторинга и реинжиниринга действующих месторождений
n.nikolaev@ggr.gazprom.ru

А.С. Самойлов
заместитель начальника отдела методологии и контроля реализации проектных решений
a.samoylov@ggr.gazprom.ru

С.В. Скворцов
заместитель начальника отдела гидродинамического и технологического моделирования
s.skvortsov@ggr.gazprom.ru

Ю.А. Долгих
ведущий инженер отдела мониторинга и реинжиниринга действующих месторождений
yu.dolgih@ggr.gazprom.ru

Д.Г. Фатеев
начальник отдела гидродинамического и технологического моделирования
d.fateev@ggr.gazprom.ru

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

В настоящее время геолого-технологическая модель является основным инструментом прогнозирования показателей разработки месторождений. Для обеспечения требуемой точности расчетов [1] реализуются процессы актуализации и адаптации модели. Целью настоящей работы является автоматизация отдельных задач процесса разработки месторождений. Сформированный подход позволяет улучшить качество адаптации фильтрационной модели.

Материалы и методы
На объектно-ориентированном языке программирования C# с использованием функций и процедур, создана программа реализующая авторские алгоритмы адаптации гидродинамической модели газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова
оптимизация, разработка месторождений, адаптация гидродинамической модели, программное обеспечение

Рис. 1 — Этапы адаптации фильтрационной модели
Fig. 1 — Steps of history matching of the flow model

Одним из ключевых этапов при принятии решений по разработке месторождения УВС является построение цифровой трехмерной гидродинамической модели месторождения [2], [3], [4], позволяющей описать процесс фильтрации флюида в пласте с использованием гидродинамических симуляторов (Eclipse, Tempest, tNavigator). При этом одним из самых трудоемких этапов моделирования является процесс настройки модели путем ее адаптации к данным истории разработки месторождения [5].

Настройка фильтрационной модели в большинстве случаев представляет собой итерационный процесс: модификация входных параметров, выполнение расчета на гидродинамическом симуляторе и анализ результатов расчета (рис. 1).

Последний процесс является трудоемкой инженерной задачей, что связано с необходимостью выполнения сопоставления большого объема расчетных и фактических показателей, проверки на соответствие установленным уровням качества и достоверности модели.

История разработки месторождения может достигать нескольких десятков лет, при этом расчетный модельный шаг, как правило, составляет месяц, но при воспроизведении результатов исследований скважин история разработки может быть более детализирована.

Площадь месторождения и стадия его разработки напрямую влияют на количество пробуренных скважин, при этом фонд скважин на месторождениях может варьироваться от единиц до тысяч. В данной связи именно оптимизация процесса анализа результатов модельного расчета позволяет существенно упростить и ускорить работу инженера-разработчика.

Решение указанной задачи можно выполнить с помощью различных программных средств, которые имеют свои достоинства и недостатки. Один из методов предполагает использование специализированного программного обеспечения (SimOpt, MEPO) [6], [7], предназначенного для сопоставления фактических и расчетных показателей. Достоинствами этого способа являются прямое использование и возможность оперативного просмотра результатов расчета, отсутствует необходимость конвертации данных. Вместе с тем требуются финансовые затраты, связанные с необходимостью приобретения дорогостоящей лицензии, кроме того, в силу технических особенностей отсутствует возможность сопоставления некоторых результатов расчета, т.е. метод не универсален.

Другой способ — использование редактора электронных таблиц (Microsoft Excel). Однако наряду с массой технических достоинств, для этого метода необходим предварительный этап подготовки результатов расчета и исходных промысловых данных к выполнению анализа.

В качестве альтернативного варианта, для решения поставленной задачи с учетом недостатков существующих методов, перечисленных выше, авторами статьи было создано программное приложение «GasCondField», позволяющее автоматизировать процесс инженерной оценки результатов адаптации фильтрационной модели на данные истории разработки, а также

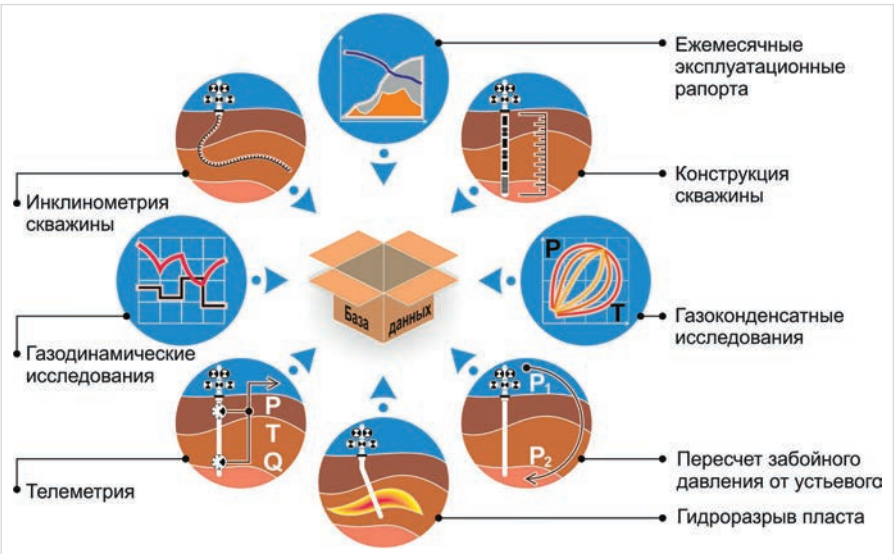


Рис. 2 — Схема создания базы данных
Fig. 2 — Database creation scheme

подготовку соответствующих отчетных материалов (графики, таблицы, кросс плоты и т.д.), характеризующих качество настройки модели. При этом программа принимает непосредственно результаты гидродинамического расчета, а фактические данные загружаются из разработанной базы геолого-промысловой информации.

Ключевым элементом созданной промысловой базы данных является скважина, информационное поле вокруг которой содержит, как основные специфические сведения, являющиеся условно постоянными (траектория, конструкция, инклинометрия, перфорация, данные о сроках и оценке качества операций по гидроразрыву пласта), так и динамически изменяющиеся во времени данные, характеризующие историю жизненного цикла скважины (результаты испытаний, результаты газоконденсатных, газодинамических, геофизических исследований, результаты эксплуатации в виде ежемесячных эксплуатационных рапортов, технологических режимов, замеры перманентно установленных в скважине датчиков давления и температуры и т.д. [8]), являющиеся фактическим материалом, который и составляет основу для выполнения адаптации модели на данные истории разработки (рис. 2).

Для адаптации нового газоконденсатного месторождения в структуру хранения исходных и табличных данных загружено: инклинометрия скважины — 100 ед. (1,16 Гб), газодинамические исследования — 56 ед. (3,50 Гб), телеметрия — 95 ед. (0,44 Гб), гидроразрыв пласта — 82 ед. (0,83 Гб), пересчет забойного давления от устьевого — 100 ед., газоконденсатные исследования — 79 ед. (1,85 Гб), конструкция скважины — 100 ед. (0,21 Гб), ежемесячный эксплуатационный рапорт — 82 ед. (0,09 Гб).

Необходимость разработки и использования программного приложения с использованием сетевой промысловой базы данных обусловлена постоянным увеличением объема геолого-промысловой информации, поступающей с месторождения в связи с применением современных технологий управления технологическими процессами добычи и промысловой подготовки продукции промысла. Кроме того, на сегодняшний день на рынке отсутствует гибкий и универсальный продукт способный максимально точно охватить специфику данных сложного разрабатываемого месторождения.

Приложение «GasCondField» используется при подготовке разделов авторских и проектных документов на разработку месторождений углеводородного сырья. В целом данный подход обеспечивает аккумулирование и структурирование геолого-промысловой информации о месторождении, позволяет выполнять оперативный анализ данных, сокращать время, затрачиваемое на адаптацию постоянно действующей фильтрационной модели нефтегазоконденсатных залежей, и вместе с тем увеличивать время на принятие качественных инженерных решений с учетом всей совокупности имеющейся промысловой информации (рис. 3).

В рамках выполнения анализа результатов гидродинамических расчетов происходит обращение к сетевой базе данных, содержащей весь необходимый спектр геолого-промысловой информации, и расположенной удаленно.

Диаграммы сопоставления динамики изменения добычи продукции в целом по выбранной группе (месторождение, куст) с указанием процентного отклонения результатов расчета от факта позволяют интегрально оценить качество модели на каждый расчетный шаг. Аналогичным образом предусмотрено детальное сопоставление расчетной и фактической информации отдельно по каждой скважине, к которым относятся суточная и накопленная добыча продукции, а также барическая характеристика пластовых, забойных и устьевых параметров. Помимо оценки расчетных параметров инженер имеет возможность выполнять настройку собственного формата представления графических материалов.

Визуальное представление информации позволяет оперативно выявить периоды эксплуатации по скважинам, кустам, месторождению, которые по результатам моделирования характеризуются наихудшей сходимостью с фактом, определить причины или закономерности отклонения, подобрать подход к корректировке модельных данных для последующей итерации.

После достижении удовлетворительного качества адаптации гидродинамической модели инженер-разработчик имеет возможность использовать результирующие графические и табличные материалы для оформления разделов проектной документации (рис. 3).

Оценка эффективности предлагаемого решения выполнен путем сопоставления затрачиваемого времени на проведение адаптации геолого-технологической модели и подготовку отчетной документации на примере Нового газоконденсатного месторождения с фондом скважин равным 100 ед. (таблица).

В результате использования программного продукта отмечается сокращение

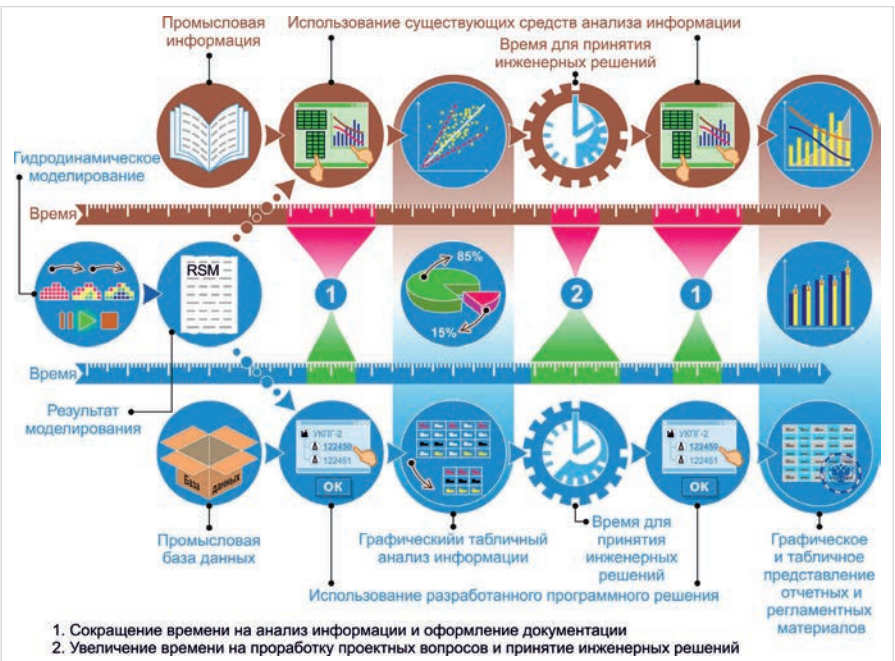


Рис. 3 — Использование программы для создания отчетной документации
Fig. 3 — Using the program to create the reporting documentation

времени на анализ информации и оформление отчетной документации (на 30 %) и высвобождение времени на проработку проектных вопросов и принятия инженерных решений.

Итоги

Сформирован подход обеспечивающий аккумулирование, структурирование и оперативный анализ геолого-промысловой информации, что позволяет улучшить качество адаптации фильтрационной модели, увеличить время для решения инженерных задач, повысить точность принятия управленческих решений.

Выводы

Современные подходы к адаптации геолого-технологической модели, как основному инструменту прогнозирования и регулирования выработки запасов УВС, предъявляют более высокие требования к процессу анализа разработки – необходимо оценивать совокупность множества факторов при значительном объеме информации.

Для решения задачи анализа результатов расчета технологических показателей разработки с использованием гидродинамических моделей реализованы алгоритмы, позволяющие автоматизировать процесс инженерной оценки выполнения адаптации модели и подготовку отчетных материалов (таблиц, графиков, иллюстраций), характеризующих ее качество.

Необходимость использования разработанного программного продукта, имеющего доступ к сетевой промысловой базе данных, обусловлена постоянным ростом объема информации, поступающей с месторождения на стадии перехода от этапа геологоразведочных работ на стадию опытно-промышленной и промышленной разработки. Кроме того, на сегодняшний день на рынке нет гибкого программного продукта, способного максимально точно охватить специфику данных сложного разрабатываемого газоконденсатного месторождения.

Достоинствами представленного решения по анализу результатов гидродинамических расчетов являются:

- отсутствие необходимости в покупке и использование дополнительных лицензий на программное обеспечение для анализа результатов гидродинамического моделирования;
- простое распространение программы среди сотрудников подразделения и организация доступа к единой базе промысловых данных;
- возможность одновременного выполнения анализа неограниченным количеством пользователей;
- подготовка регламентированных отчетных материалов (графиков и таблиц).

Сформированный подход обеспечивает аккумулирование, структурирование и оперативный анализ геолого-промысловой информации, что позволяет улучшить качество адаптации фильтрационной модели, увеличить время для решения инженерных задач, повысить точность принятия управленческих решений в процессе разработки месторождений УВС и процессов инжиниринга.

Вид работы	Ед. изм.	Решение		
		Стандартное	Специальное	Предлагаемое
Количество адаптируемых скважин	ед.	100	100	100
Циклов расчета гидродинамической модели	ед.	50	50	50
Адаптация гидродинамической модели				
Подготовка исходных данных для адаптации	мин/скв	15,0	15,0	15,0
Загрузка в базу данных	мин/скв	-	0,5	0,5
Подготовка шаблона графиков	мин	20,0	-	10,0
Построение однотипных графиков	мин/скв	6,0	0,1	0,1
Корректировка параметров скважины/модели	мин/расчет	20,0	15,0	15,0
Расчет гидродинамической модели	мин	140,0	140,0	140,0
Итерационное обновление графиков	мин/скв	3,0	0,5	0,5
Построение кросс плотов давление факт-расчет	мин	10,0	10,0	2,0
Дополнительная подготовка отчетной иллюстрации				
Подготовка шаблона графиков	мин	-	10,0	-
Построение однотипных графиков	мин/скв	-	3,0	-
Дополнительные иллюстрации				
Построение кросс плотов давление факт-расчет	мин	10,0	10,0	1,0
Сопоставление накопленной добычи факт-расчет	мин	5,0	5,0	1,0
Итого затраченное время:	мин	3 585,0	2 830,0	2 509,0

Таблица — Расчет высвобождаемого времени для проработки проектных вопросов и принятия инженерных решений.
Table — Calculation of the released time for the study of design issues and making engineering decisions

Литература

1. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС (принят на расширенном заседании ЦКР Роснедра по УВС № 5370 от 19.04.2012).
2. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены распоряжением Минприроды России № 12-р от 18.05.2016) – М., 2016.
3. ГОСТ Р 56540-2015 Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Общие требования к проведению авторского надзора за выполнением проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений.
4. Боженюк Н. Н., Стрекалов А. В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело, 2016. №2. С. 42–49.
5. ГОСТ Р 56449-2015 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для гидродинамического моделирования месторождений.
6. Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Санников И.Н., Иксанов К.Н. К вопросу об автоматизации инженерных методик адаптации гидродинамических моделей нефтяных месторождений // Вестник ЦКР Роснедра, 2011. №4. С. 31–38.
7. Амангалиев Б. Современные инструменты для адаптации гидродинамических моделей месторождений // KAZENERGY, 2014. №6. С. 90–91.
8. Корякин А.Ю., Жариков М.Г., Осипович О.В. и др. Использование забойных датчиков при мониторинге разработки ачимовских газоконденсатных залежей // Наука и техника в газовой промышленности, 2016. №4. С. 10–16.

UDC 622.279

Automation of engineering process and monitoring development of hydrocarbon deposits

Authors:
Konstantin S. Kholodnov — engineer 1 categories of department of monitoring and reengineering of the operating fields; k.holodnov@ggr.garprom.ru
Nikolay N. Nikolaev — deputy head of department of monitoring and reengineering of the operating fields; n.nikolaev@ggr.gazprom.ru
Aleksandr S. Samoylov — deputy head of the department of methodology and control of the implementation of project decisions; a.samoylov@ggr.gazprom.ru
Sergey V. Skvortsov — deputy head of the department of hydrodynamic and technological modeling; s.skvortsov@ggr.gazprom.ru
Yuriy A. Dolgikh — leading engineer of department of monitoring and reengineering of the operating fields; yu.dolgih@ggr.gazprom.ru
Dmitriy G. Fateev — head of the department of hydrodynamic and technological modeling; d.fateev@ggr.gazprom.ru

"Gazprom geologorazvedka" LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract
In the current time, the geological and technological model is the main tool for forecasting the indices of developing hydrocarbon deposits. To ensure the required accuracy of calculations, the updating and adaptation of the model to the historical development data are carried out constantly taking into account the large volumes of incoming data.
The purpose of this work is to create and implement algorithms that allow to automate certain tasks of the process of designing and maintaining the development of hydrocarbon deposits.
The formed approach provides accumulation, structuring and operational analysis of geological and commercial information that allows to improve the quality of adaptation of the flow model, to increase the accuracy of making managerial decisions during the development of hydrocarbon fields and engineering processes.

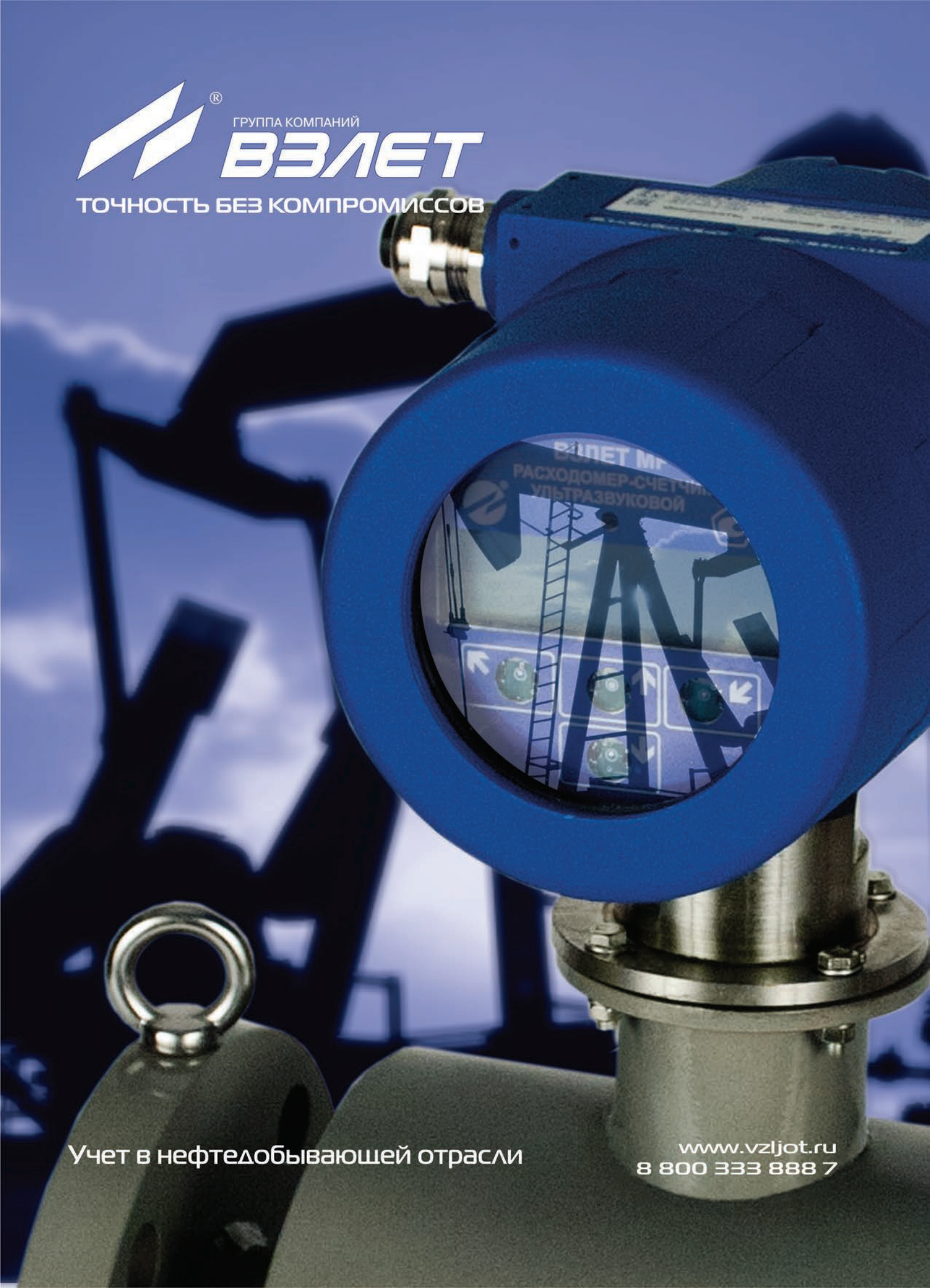
Keywords
optimization, development of deposits, history matching, software

Materials and methods
On the object-oriented programming language C# with the use of functions and procedures, a program created that implements the author's algorithms for adapting the hydrodynamic model of the gas-condensate field.

Results
An approach has been developed to ensure the accumulation, structuring and operational analysis of geological and development field information, which allows improving the quality of adaptation of the filtration model, increasing the time for solving engineering problems, and increasing the accuracy of management decisions.

Conclusions
Modern approaches to the history matching of the flow model, as the main tool for forecasting and regulating the production of hydrocarbon reserves, impose higher requirements on the development field analysis process-it is necessary to evaluate a multitude of factors with a significant amount of information.
To solve the problem of analyzing the results of calculation of technological development indicators using flow models, algorithms are implemented that allow to automate the process of engineering evaluation of the history matching and prepare report materials (tables, graphs, illustrations) characterizing its quality.
The need to use the developed software product that has access to the network field data base is due to a constant increase in the amount of information coming from the field at the stage of transition from the exploration stage to the stage of pilot industrial and industrial development. In addition, today there is no flexible software product on the market that is able to accurately cover the specifics of the data of a complex developed field.
Advantages of the presented solution for analyzing results of flow model calculations are:
no need to purchase and use additional licenses for software to analyze the results of flow modeling;
simple distribution of the program among the employees of the unit and organization of access to a single database of data;
the possibility of simultaneous analysis by an unlimited number of users;
preparation of regulated reporting materials (graphs and tables).
The formed approach provides accumulation, structuring and operational analysis of geological and development field information, which allows improving the quality of history matching of the flow model, increasing the time for solving engineering problems, increasing the accuracy of management decisions during the development of hydrocarbon fields and engineering processes.

References
1. Temporary regulations for assessing the quality and acceptance of three-dimensional digital geological and hydrodynamic models submitted by subsurface users as part of technical projects for the development of hydrocarbon deposits for consideration by the Rosnedr Central Committee for the Department of Internal Affairs (adopted at the extended meeting of the Rosnedra Central Committee on the Ministry of Internal Affairs No. 5370 of 19.04.2012).
2. Temporary methodological recommendations for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits (approved by the order of the Ministry of Natural Resources of Russia No. 12-p 18.05.2016) - M., 2016.
3. GOST R 56540-2015 Design development and development of gas and gas condensate fields. General requirements for the supervision of the implementation of projects for the development of gas and gas-condensate fields.
4. Bozhenyuk N. N., Strekalov A. V. *Nekotorye priemy adaptatsii gidrodinamicheskoy modeli k istorii razrabotki* [Some methods of simulation model history-matching]. Oil and gas business, 2016, issue 2, pp. 42–49.
5. GOST R 56449-2015 Deposits of gas, gas condensate, oil and gas and oil and gas condensate. Software for hydrodynamic modeling of deposits.
6. Syrtlanov V.R., Syrtlanova V.S., Sannikov I.N., Iksanov K.N. *K voprosu ob avtomatizatsii inzhenernykh metodik adaptatsii gidrodinamicheskikh modeley neftyanykh mestorozhdeniy* [Automation of engineering methods for reservoir simulation model adaptation of oil fields]. Newsletter CSC Rosnedra, 2011, issue 4, pp. 31–38.
7. Amangaliev B. *Sovremennye inctrumenty dlya adaptatsii gidrodinamicheckikh modeley mectorozhdeniy* [Modern tools for adaptation of hydrodynamic models of deposits]. KAZENERGY, 2014, issue 6, pp. 90–91.
8. Koryakin A.Yu., Zharikov M.G., *Osipovich O.V. and others. Ispol'zovanie zaboynykh datchikov pri monitoringe razrabotki achimovskikh gazokondensatnykh zalezhey* [The use of downhole sensors in monitoring the development of the Achimov gas condensate deposits]. Science and technology in the gas industry, 2016, issue 4, pp. 10–16.


ГРУППА КОМПАНИЙ
ВЗЛЕТ
ТОЧНОСТЬ БЕЗ КОМПРОМИССОВ
РАСХОДОМЕР-СЧЕТЧИК
УЛЬТРАЗВУКОВОЙ
Учет в нефтедобывающей отрасли
www.vzljot.ru
8 800 333 888 7

УДК 622.692.4

Исследование термических зон при ремонте коррозионных повреждений наружной поверхности нефтепроводов заваркой

С.И. Сенцов
д.т.н., профессор кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ[1]
srgnp@mail.ru

В.А. Рыбин
старший научный сотрудник лаборатории ведения отраслевых реестров[2]
vtec11@mail.ru

С.А. Никулин
к.т.н., инженер 1 категории[3] s.nikulin@ggc.nnov.ru

[1]Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

[2]ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия

[3]АО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия

Исследование выполнено с целью изучения распределения градиента температур в поперечном сечении участка стенки нефтепровода при ремонте коррозионных повреждений наружной поверхности нефтепроводов методом заварки. В результате проведенных исследований было установлено, что в некотором диапазоне значений погонной энергии в нагретом участке стенки трубы возможно получение зоны гарантированных прочностных свойств, металл в которой обладает запасом по временному сопротивлению на разрыв. Также, получена зависимость описывающая изменение температуры внутренней поверхности стенки трубы при различных значениях погонной энергии и остаточной толщины на участке ремонта заваркой.

Материалы и методы
Аналитические исследования, численный и натурный эксперименты.

Ключевые слова
нефтепроводы, наплавка, погонная энергия, нагрев, ремонт

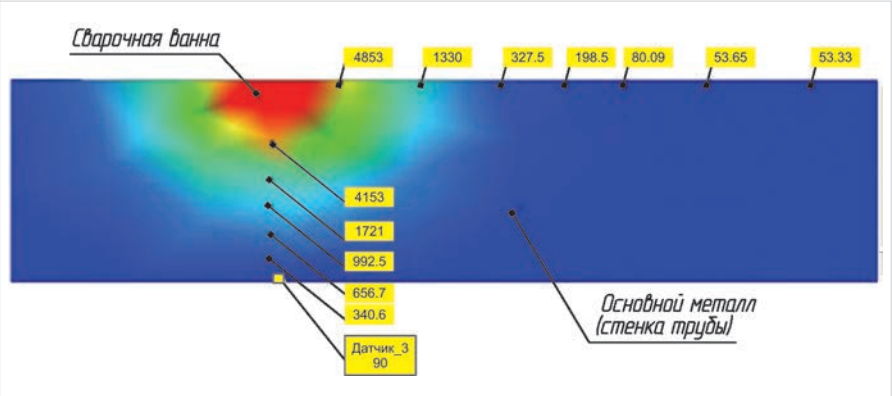


Рис. 1 — Пример распределения градиента температур на участке ремонта
Fig. 1 — example of temperature gradient distribution in the repair area

Магистральные трубопроводы являются основным видом транспорта углеводородов от мест добычи до потребителей и мест переработки.

Анализ возрастного состава современных магистральных нефтепроводов показал, что их большая часть эксплуатируется более 20 лет, что обусловило существенный физический износ их линейной части. Анализ дефектности линейной части магистральных нефтепроводов показал, что наиболее распространенными дефектами являются дефекты типа потеря металла, в большинстве своем представленные локальными, коррозионными повреждениями наружной поверхности нефтепроводов.

Одним из наиболее прогрессивных методов ремонта коррозионных повреждений наружной поверхности магистральных нефтепроводов является метод заварки. Этот метод, позволяет выполнять ремонт без полной остановки перекачки продукта, что

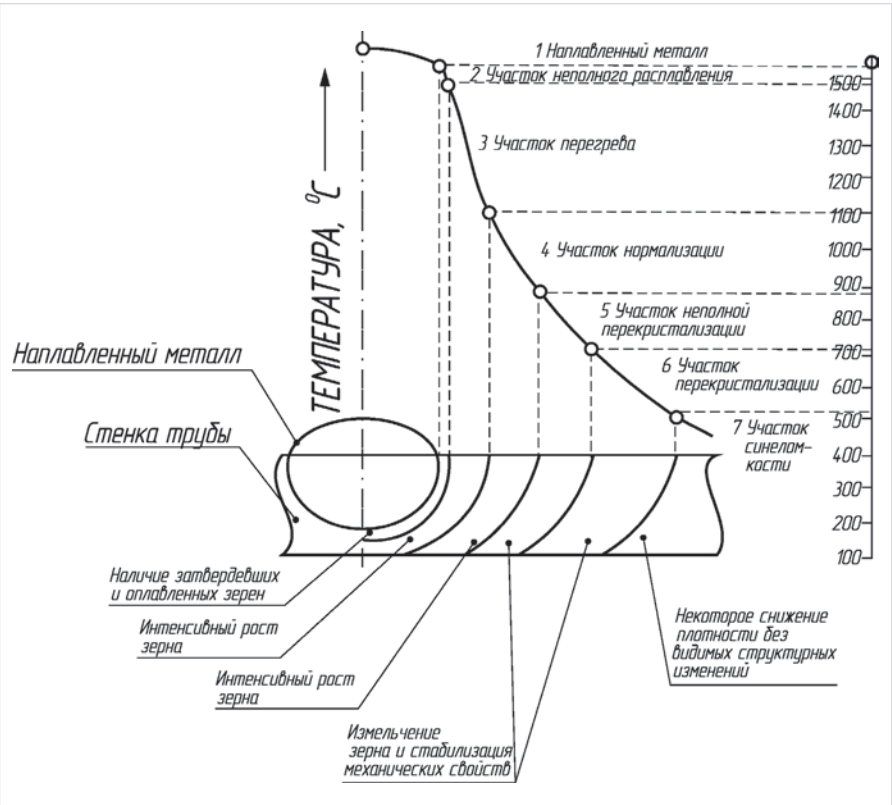


Рис. 2 — Структурная схема ЗТВ при ремонте наружных коррозионных повреждений заваркой
Fig. 2 — heat-affected Zone during repair of external corrosion damage by welding

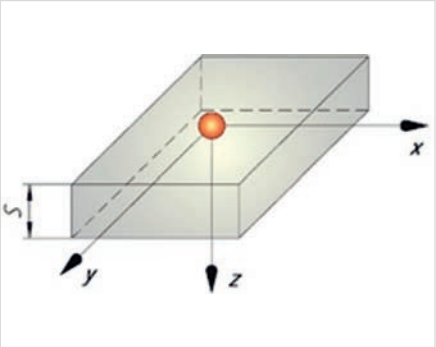


Рис. 3 — Схема подвижного точечного источника тепла, перемещающегося по поверхности плоского слоя
Fig. 3 — Diagram of a movable point source of heat moving along the surface of a flat layer

Температура стенки трубы, °С	Значение временного сопротивления разрыву σВ, МПа	Допустимое давление в трубопроводе, МПа (уравнение 1)
25	510	3,17
100	500	3,11
200	480	2,98
300	460	2,86
400	440	2,73
500	340	2,11
600	230	1,43

Таблица — Изменение временного сопротивления разрыву стали 17Г1С и допустимого давления в трубопроводе при нагреве
Table — Change in the time resistance to rupture of steel 17Г1С and the permissible pressure in the pipeline when heated

обеспечивает более высокие (по сравнению с другими методами ремонта) экономические показатели ремонтных работ. Однако этот метод ремонта имеет существенный недостаток — высокотемпературное воздействие на металл ремонтируемого участка. Это приводит к разупрочнению металла трубы и частичной или полной потере несущей способности. Поэтому, для предупреждения развития аварийной ситуации, вызванной полным разупрочнением металла стенки трубы вследствие нагрева, при ремонте заваркой, должны выполняться следующие условия:

— допустимое давление при ремонте должно быть ниже рабочего и рассчитано по уравнению 1;

— остаточная толщина стенки трубы на участке ремонта, с учетом выборки коррозионного повреждения, должна быть не менее 6 мм.

$$P_{доп} = \frac{2 \cdot \sigma_в \cdot m \cdot (\delta - h_{потер} - h_{проп} - 1)}{n \cdot k_1 \cdot k_H \cdot D}, \quad (1)$$

где σв — временное сопротивление разрыву материала трубы, МПа; m_1 — коэффициент условий работы трубопровода, назначаемый в зависимости от категории нефтепровода; $h_{потер}$ — глубина потери металла, с учетом выборки, мм; $h_{проп}$ — глубина проплавления при выполнении первого наплавочного слоя, мм, которая определяется по табличным данным; n — коэффициент надежности по нагрузке, назначаемый в зависимости от характера, вида нагрузки, способа прокладки трубопровода; k_1 — коэффициент надежности по материалу, назначаемый в зависимости от характеристики трубной стали и технологии изготовления трубы; k_h— коэффициент надежности по назначению трубопровода; D — наружный диаметр нефтепровода, мм. Значения указанных коэффициентов определяют в соответствии с нормативными документами.

Из уравнения (1) видно, что величина допустимого давления при ремонте во многом зависит от временного сопротивления разрыву металла трубы и ее остаточной толщины металла на участке ремонта.

Нагрев металла трубы при ремонте приводит к образованию градиента температур (рис. 1). При этом градиент температур неравномерно расположен по сечению стенки трубы, с явным смещением области максимальных температур в сторону наружной поверхности.

Таким образом, неравномерный нагрев стенки трубы при ремонте приводит к образованию зоны термического влияния (далее — ЗТВ), что приводит к неоднородности структуры трубной стали на участке ремонта (рис. 2).

Из данных представленных на рис. 2 видно, что по мере удаления от источника нагрева, металл ЗТВ приобретает различную структуру и механические свойства, что напрямую оказывает влияние на его прочностные характеристики.

Установлено, что с ростом температуры стенки трубы при нагреве, наблюдается уменьшение значения ее временного сопротивления разрыву.

В таблице представлены данные по изменению временного сопротивления разрыву трубной стали марки 17Г1С и допустимого давления в трубопроводе при различных температурах нагрева.

Анализ результатов проведенных расчетов показал, что с увеличением нагрева стенки трубы при ремонте, наблюдается уменьшение величины допустимого давления. При этом отметим, что температура 600°С, для стали 17Г1С является критической, после чего наступает полное разупрочнение и переход в пластичное состояние.

Для исследования распределения ЗТВ при ремонте заваркой, был проведен натурный эксперимент.

Эксперимента заключался в том, что на специально подготовленные экспериментальные образцы выполнялась ремонтная наплавка, имитирующая процесс ремонта на действующем нефтепроводе. При этом функцией отклика служила температура внутренней поверхности стенки трубы.

Значимыми факторами при проведении эксперимента были выбраны:

— скорость перемещения источника тепла;

— эффективная тепловая мощность источника тепла;

— остаточная толщина стенки трубы.

Погонную энергию рассчитывали используя уравнение (2):

$$q_п = \eta_u U_д I_{св} / v_н \quad (2)$$

где η_u — эффективный КПД, представляющий отношение количества тепла, введенного дугой в металл, к тепловому эквиваленту электрической мощности дуги; $U_д$ — напряжение на дуге, B; $I_{св}$ — сила сварочного тока, A;$v_н$ — скорость наплавки, мм/с.

В качестве расчетной, была выбрана схема подвижного точечного источника тепла, перемещающегося по поверхности плоского слоя (см. рис. 3).

В результате проведенных исследований

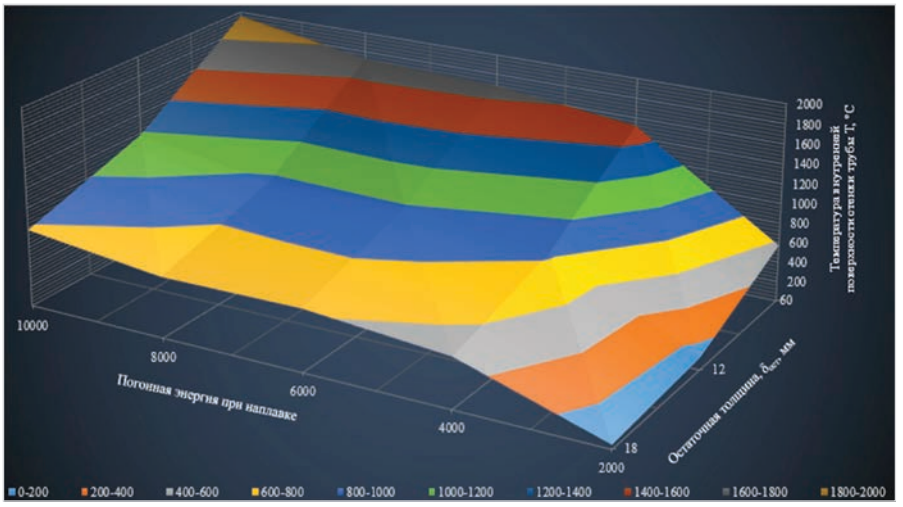


Рис. 4 — Зависимость температуры внутренней поверхности станки трубы от погонной энергии и остаточной толщины стенки трубы на участке ремонта
Fig. 4 — Dependence of the temperature of the inner surface of the pipe wall on the running energy and the residual thickness of the pipe wall at the repair site

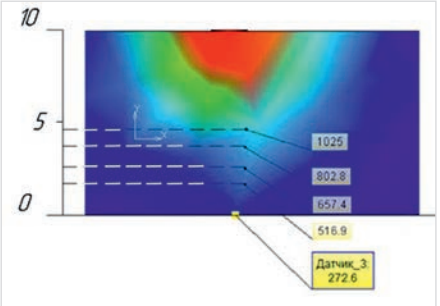


Рис. 5 — Распространение тепла в образце с толщиной δост=10 мм
Fig. 5 — Distribution of heat in the sample with a thickness of δост=10 mm

было установлено, что в интервале значений погонной энергии 2000–7000 Дж/см, даже при остаточной толщине стенки трубы 6 мм, температура внутренней поверхности стенки трубы не превышала 600°С (рис. 4).

Следующим этапом исследований было проведение численного эксперимента по изучению распределения градиента температур в поперечном сечении стенки ремонтируемого участка трубы. Для этого была разработана компьютерная модель имитирующая реальные условия ремонта и позволяющая визуализировать распределение градиента температур с учетом варьирования значений исследуемых параметров.

Данные, полученные в ходе проведения натурного эксперимента, были вводились в разработанную компьютерную модель, что позволило исследовать изменение градиента температур в установленном диапазоне значений варьируемых параметров

Пример результата компьютерного моделирования представлен на рис. 5.

Обработка результатов численного эксперимента показала, что уменьшение погонной энергии, при ремонте коррозионных повреждений наружной поверхности труб заваркой, сопровождается смещением градиента температур в поперечном сечении ремонтируемого участка в направлении наружной поверхности стенки трубы с одновременным уменьшением температуры ее внутренней поверхности.

При этом у внутренней поверхности стенки трубы, в направлении источника нагрева,

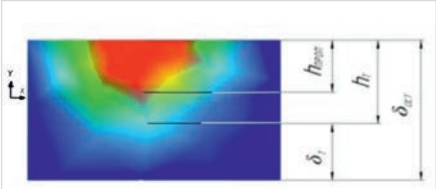


Рис. 6 — Термические зоны на участке ремонта коррозионных повреждений наружной поверхности труб наплавкой
Fig. 6 — Thermal zones in the area of repair of corrosion damage to the outer surface of the pipe surfacing

при некоторых значениях погонной энергии наблюдалось образование участка с максимальной температурой металла не более 600 °С при температуре внутренней поверхности стенки трубы ниже 600°С. Этот участок предложено обозначить как зона гарантированных прочностных свойств.

Исследование данных проведенного эксперимента, с учетом данных представленных в таблице 1, показало, что временное сопротивление разрыву стали в зоне гарантированных свойств будет не менее 230 МПа, а безопасная величина допустимого давления в нефтепроводе при ремонте составит не менее 1,4 МПа.

С учетом проведенных исследований, структурно ЗТВ в поперечном сечении ремонтированной участка можно разделить на три основные зоны (рис. 6):

$h_т$ — участок температурного разупрочнения, м;

$h_{проп}$ — участок проплавления, м;

$\delta_т$ — зона гарантированных прочностных свойств, м.

Как показал анализ экспериментальных данных, увеличение погонной энергии до значений более 7000 Дж/см приводит резкому уменьшению толщины зоны гарантированных прочностных свойств. При этом увеличение скорости наплавки и остаточной толщины металла на участке ремонта позволяет существенно увеличить толщину зоны гарантированных прочностных свойств.

Итоги

Проведенные исследования показали, что применение режимов наплавки с величиной погонной энергии до 7000 Дж/см позволяет существенно уменьшить нагрев металла стенки трубы при ремонте коррозионных повреждений наружной поверхности труб, что позволит получить зону гарантированных прочностных свойств. При этом толщина зоны гарантированных прочностных свойств прямо пропорциональна скорости перемещения точечного источника тепла и обратно пропорциональна эффективной тепловой мощности и погонной энергии в целом. Поэтому при ремонте коррозионных повреждений наружной поверхности труб следует применять менее теплонагруженные способы наплавки, позволяющие выполнять сварочные работы при величине погонной энергии не выше 7000 Дж/см.

Выводы

1. Обнаруженная в ходе исследований зона гарантированных прочностных свойств позволяет сохранить в нагретом металле запас по временному сопротивлению разрыву.
2. Для получения зоны гарантированных прочностных свойств, заварку необходимо выполнять при значениях погонной энергии до 7000 Дж/см.
3. Толщина зоны гарантированных прочностных свойств прямо пропорциональна скорости перемещения точечного источника тепла (скорости сварки) и обратно пропорциональна погонной энергии.

Литература

1. Рыкалин Н.Н. Расчеты тепловых процессов при сварке. М.: Машгиз, 1951. 296 с.
2. Березин В.Л. Методика исследования температурных полей в металле при сварочных работах на действующих нефтепродуктопроводах // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. Уфа: УНИ, 1969. Вып. 1. С. 60–65.
3. Бродский В.В. Таблицы планов эксперимента для факторных и полиномиальных моделей. М.: Металлургия, 1982. 752 с.
4. Рыбин В.А. Исследование теплового воздействия от сварочной дуги на стенку трубопровода при ремонте дефекта типа «потеря металла» // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №1. С. 52–53.

ENGLISH **PIPELINE**

A study of the thermal zones in the repair of corrosion damage to the external surfaces of pipelines welding

UDC 622.692.4

Authors:
Sergey I. Sentsov — Sc.D., professor of the department of construction and repair of oil pipelines and storage facilities[1]; srgnp@mail.ru
Vasily A. Rybin — senior scientific employee of the laboratory conducting trade registries[2]; vtec11@mail.ru
Sergei A. Nikulin — Ph.D., engineer of 1 category[3]; s.nikulin@ggc.nnov.ru

[1]Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation
[2]Pipeline Transport Institute LLC, Moscow, Russian Federation
[3]Giprogazcenter JSC, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Abstract

The study was carried out to study the temperature gradient distribution in the cross section of the oil pipeline wall section during the repair of corrosion damage to the outer surface of oil pipelines by welding.

As a result of the studies it was found that in a certain range of values of linear energy in the heated section of the pipe wall it is possible to obtain a zone of guaranteed strength properties, the metal in which has a margin of temporary resistance to rupture.

Also, the dependence describing the temperature change of the inner surface of the pipe wall at different values of the linear

energy and the residual thickness in the repair area by welding is obtained.

Materials and methods
Analytical studies, numerical and field experiments.

Keywords
pipelines, welding, heat input, heat, repairy

Results
Studies have shown that the use of deposition modes with a value of linear energy up to 7000 j/cm can significantly reduce the heating of the metal pipe wall in the repair of corrosion damage to the outer surface of the pipe, which will provide a zone of guaranteed strength properties. At the same time, the thickness of the zone of guaranteed strength properties is directly proportional to the speed of movement of the point source of heat and is inversely proportional to the effective thermal power and running energy as a whole. Therefore the repair of corrosion damage to the external surfaces of the pipes it is necessary to apply less heat stressed methods of surfacing, which allows to perform welding operations when the value of heat input of no more than 7,000 joules/cm.

Conclusions
1. Discovered in the research area of guaranteed strength properties that can be stored in the heated metal stock according to the temporary tear resistance.
2. To obtain a zone of guaranteed strength properties, welding must be performed at values of linear energy up to 7000 j/cm.
3. The thickness of the zone of guaranteed strength properties is directly proportional to the speed of movement of the point heat source (welding speed) and inversely proportional to the running energy.

References
1. Rykalin H.H. *Raschety teplovykh protsessov pri svarke* [Calculations of thermal processes in welding]. Moscow: Mashgiz, 1951, 296 p.
2. Berezin V.L. *Metodika issledovaniya temperaturnykh poley v metalle pri svarochnykh rabotakh na deystvuyushchikh nefteproduktoprovodakh // Proektirovanie, stroitel'stvo i ekspluatatsiya magistral'nykh gazonefteprovodov i neftebaz* [Methods of research of the temperature fields in the metal during welding on operating pipelines // Design, construction and operation of main oil pipelines and tank farms]. Ufa: UNI, 1969, issue 1, pp. 60–65.
3. Brodskiy V.V. *Tablitsy planov eksperimenta dlya faktornykh i polinomial'nykh modeley* [Table of experiment plans for factorial and polynomial models]. Moscow: Metallurgy, 1982, 752 p.
4. Rybin V.A. *Issledovanie teplovogo vozdeystviya ot svarochnoy dugi na stenku truboprovoda pri remonte defekta tipa «poterya metalla»* [Investigation of the thermal effect of the welding arc on the wall of the pipeline in the repair of the defect type "loss of metal"]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 1, pp. 52–53.

производственное объединение
«ЭЛЕКТРОТОЧПРИБОР»

Вам нужны взрывобезопасные светильники?
Вам нужны светильники разной мощности и крепления?
Вам нужна особая диаграмма светораспределения?
Вам нужна помощь в оптимизации размещения светильников по заданной освещенности?

Обращайтесь к нам!

- Более 50 лет опыта разработки и производства взрывобезопасных изделий.
- Отличная стабильность светового потока за время эксплуатации.
- Диапазон мощностей от 15 до 150 Вт.
- Диапазон температур от минус 60 до + 50 С.
- Сертификаты ТР ТС для I и II групп.
- Протоколы по светотехнике и ЭМС.

ЗАО ПО "Электроточприбор»
Россия, 644042, г.Омск, пр. К.Маркса, 18/13
Тел./ факс +7(3812) 39-69-11, 39-62-32
e-mail: sales@etpribor.ru
www.etpribor.ru

УДК 621.643

Использование метода шумов Баркгаузена для исследования упрочненной резьбы бурильных труб

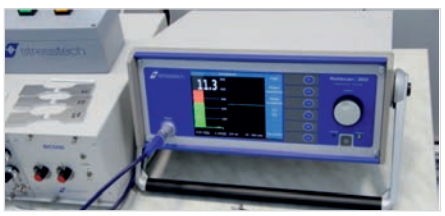
М.В. Песин
к.т.н., доцент кафедры «Инновационные технологии машиностроения»[1],
первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию[2]
M.Pesin@mail.ru

[1]ПНИПУ, Пермь, Россия
[2]ООО «ПКНМ», Пермь, Россия

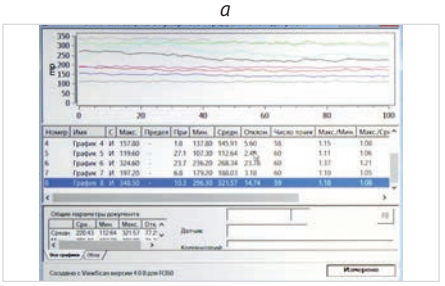
Статья посвящена определению возможности контроля методом Баркгаузена упрочненной резьбы бурильных труб. В данной случае, методом для упрочнения конструкционной легированной высококачественной стали является поверхностное пластическое деформирование обкатыванием. Особенно важно, что исследование выполнено неразрушающим методом, позволяющим получить данные об упрочненном поверхностном слое.

Материалы и методы
Основные положения теории механики деформирования сплошных сред, основы технологии машиностроения, методики моделирования напряженно-деформированного состояния, теория поверхностно-пластической деформации.

Ключевые слова
упрочнение, обкатывание резьбы, остаточные напряжения, поверхностное пластическое деформирование, метод Баркгаузена

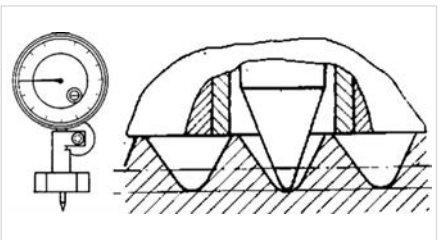


а

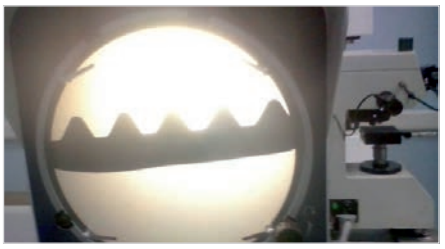


б

Рис. 1 — Общий вид цифрового анализатора шумов Баркгаузена Rollscan 300 (а) и обработки данных на ПК (б)
Fig. 1 — General view of Barkhausen noise Analyzer Rollscan digital 300 (a) and data processing on PC (b)



а



б

Рис. 2 — Схема контроля величины смещения профиля резьбы на образцах бурильных труб (а) и слепках (б) после обкатывания роликом
Fig. 2 — Deflection control scheme of thread on samples of drill pipe (a) and (b) prints after deep rolling

К машиностроительной продукции постоянно предъявляются повышенные требования в связи с изменяющимися условиями эксплуатации, поэтому от технологов производственных предприятий требуется учитывать данное обстоятельство. В нефтегазовой отрасти к резьбе бурильных труб предъявляются повышенные требования. В процессе бурения эти трубы испытывают значительные знакопеременные нагрузки от действия растягивающих сил, изгибающих моментов, химического и абразивного воздействий, что приводит к нередким случаям разрушения резьбовых соединений и обрыву колонны в скважинах. В результате анализа характера разрушения бурильных труб в эксплуатации установлено, что 60% отказов связаны с недостаточной прочностью и циклической долговечностью ее соединительных резьбовых элементов. Разрушение резьб носит преимущественно усталостный характер, в основном в зоне впадины резьбы. Поэтому выполнено исследование возможности применения метода шумов Баркгаузена для контроля упрочненной резьбы.

Комплексный контроль дефектов (трещин, налипов и задиров) резьбы после обкатывания выполнен с использованием цифрового анализатора шумов Баркгаузена Rollscan 300 (рис. 1а) в комплекте со специальным программным обеспечением ViewScan. Прибор совмещен со специальным измерительным стендом CamScan-100 LD. Система предупреждает оператора о принятия положительного или отрицательного решения, в соответствии с заданными пределами измерений. Контроль точности геометрических параметров обкатанной резьбы выполняется гладкими резьбовыми калибрами.

Дополнительно для определения степени деформации резьбы, в частности, для определения максимально допустимой величины остаточных сжимающих напряжений установлен критерий обкатывания резьбы (Δ) в виде величины смещения профиля (натяг). Для измерения величины искажения профиля резьбы разработан специальный микроглубинометр (рис. 2а). Более точное измерение выполнено на слепках профиля резьбы на профильном проекторе Mitutoyo Profile Projector PJ-A3000 с точностью до 1 мкм (рис. 2б). По критерию смещения Δ, устанавливалась максимальная величина допустимой нагрузки на ролик и определялись максимально допустимые величины сжимающих остаточных напряжений в резьбовой поверхности.

Таким образом, полученные экспериментальные исследования качества поверхностного слоя упрочненной резьбы подтверждают результаты теоретических исследований.

Данное исследование способствуют повышению сопротивления усталости и долговечности резьбовых соединений бурильных труб.

Показана возможность использования метода шумов Баркгаузена в комплексной методике контроля упрочненной резьбы.

Метод шумов Баркгаузена в сочетании с контролем профиля резьбы дает представление об изменениях, наблюдаемых в микроструктуре материала резьбы.

Так в результате упрочнения поверхностной пластической деформацией и прогнозирования изменения допустимой величины глубины впадины резьбы можно повысить долговечность бурильных труб.

Итоги
Данное исследование способствуют повышению сопротивления усталости и долговечности резьбовых соединений бурильных труб. Показана возможность использования метода шумов Баркгаузена в методике контроля упрочненной резьбы.

Выводы
Использование метода шумов Баркгаузена для контроля упрочненной резьбы бурильных труб позволило определить качество поверхностного слоя после обкатывания.

Литература
1. Сорса А., Лейвиска К. Одновременное предсказание величины остаточных напряжений и твердости по шумам Баркгаузена // В мире неразрушающего контроля. 2011. №4. С. 78–82.
2. Соуминен Л. Обнаружение дефектов шлифования деталей из ферро-магнитных материалов с использованием эффекта Баркгаузена // В мире неразрушающего контроля. 2011. №2. С. 74–78.

UDC 621.643

Research Barkhausen noise method for study of hardened drill pipe thread

Author:
Mikhail V. Pesin — Ph.D., assistant professor of department "Innovative manufacturing engineering"[1], deputy director[2]; M.Pesin@mail.ru

[1]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
[2]PKNM LLC, Perm, Russian Federation

Abstract
The article is devoted to the definition of control method of Barkhausen hardened drill pipe thread. In this case, the method for hardening of constructional alloy steel is high quality surface plastic deformation deep rolling. It is particularly important that the study done non-destructive method to get data about a toughened surface layer.

Materials and methods
The main provisions of the theory of deformation of solid mechanics, mechanical engineering technology basics Wednesday, modeling techniques of stressed-strained state of the theory of surface plastic deformation.

Keywords
hardening, deep roll thread, residual stresses, surface plastic deformation, method of Barkhausen

Results
This study helped to improve the fatigue resistance and durability of screw connections of drill pipe. The possibility of using Barkhausen noise method in monitoring methodology hardened thread. The combination of Barkhausen noise method and control of thread method gives an idea about the distortion of the thread profile and prediction of maximum permissible values of the deformation of hollow carving.

Conclusions
Using Barkhausen noise method for controlling hardened drill pipe thread has allowed to determine the quality of the surface layer after folding.

References
1. Sorsa A., Leyviska K. Odnovremennoe predskazanie velichiny ostatochnykh napryazheniy i tverdosti po shumam Barkgauzena [Simultaneous prediction of the magnitude of the residual stress and hardness of Barkhausen noise]. Non-destructive testing in the world, 2011, issue 4, pp. 78–82.
2. Souminen L. Obnaruzhenie defektov shlifovaniya detaley iz ferro-magnitnykh materialov s ispol'zovaniem effekta Barkgauzena [Defect detection grinding parts of Ferro-magnetic materials using Barkhausen effect]. Non-destructive testing in the world, 2011, issue 2. pp. 74–78.

Оптимальное решение для систем оперативного тока

Зарядно-выпрямительные устройства (далее — ЗВУ) в сочетании с параллельно подключенными батареями и системой распределения нагрузки образуют систему оперативного постоянного тока (далее — СОПТ). Система обеспечивает надежное питание оборудования при пульсациях и полной пропаже напряжения в сети электроснабжения.

Рис. 1 — А) ШРОТ-МТ; Б) ШОТ-МТ; В) ШАБ-МТ

СОПТ применяется на трансформаторных подстанциях и распределительных устройствах для организации собственных нужд. Ее главными функциями являются преобразование электроэнергии переменного тока в постоянный, аккумулирование электрической энергии и распределение постоянного оперативного тока. Основными электроприемниками в системе СОПТ на данных объектах являются:

- устройства РЗА;
- устройства сигнализации;
- цепи управления высоковольтными аппаратами;
- устройства противоаварийной автоматики.

В качестве резервного источника питания СОПТ необходим для:

- устройств коммерческого учета;
- устройств АСУ ТП и ТМ;
- устройств связи;
- системы аварийного освещения (при отсутствии у источников света собственных аккумуляторов).

Система получает питание от одного или двух независимых вводов переменного тока. Обычно два ЗВУ включены параллельно, где каждый питается от своего ввода переменного тока либо от двух через АВР.

Система оперативного тока производства НТЦ «Механотроника» СОПТ-МТ имеет модульную структуру, которая позволяет обеспечить избыточную схему, гарантирующую бесперебойную работу всей выпрямительной системы. Многоуровневая система заряда аккумуляторной батареи, в сочетании с низкими пульсациями и высокой стабильностью выходного напряжения и тока, обеспечивают максимальный срок службы аккумуляторной батареи.

Состав СОПТ-МТ:

- ШОТ-МТ — шкаф оперативного тока с зарядно-выпрямительными устройствами.
- ШАБ-МТ — шкаф аккумуляторной батареи, позволяющий установить 17 батарей с суммарной емкостью от 32 до 190 А·ч.
- ШРОТ-МТ — шкаф распределения, включающий в себя две секции с защитными аппаратами для питания основных и резервных защит, а также две секции с защитными аппаратами и независимыми расцепителями для питания электромагнитов высоковольтных выключателей.

Количество и состав шкафов зависит от питаемого оборудования, при небольшой потребляемой мощности возможна установка аккумуляторных батарей в шкаф ШОТ-МТ, что позволит оптимально организовать систему оперативного тока за счет экономии средств и занимаемого пространства.

Решение СОПТ-МТ позволяет реализовать схемы резервирования зарядно-выпрямительных устройств 2N и N+1:

- При схеме 2N на одну батарею приходится 2 независимых зарядных устройства со своими контроллерами, работающих в режиме MASTER-SLAVE. Вывод в ремонт целого шкафа с ЗВУ не внесет перебои в питание всех потребителей СОПТ, так как второй шкаф автоматически принимает всю нагрузку на себя без перерывов питания.
- Схема N+1 существенно снижает стоимость системы добавляя всего 1 избыточный модуль зарядно выпрямительного устройства. При выходе из строя любого модуля, его нагрузку принимает резервный. Данное решение позволяет произвести быструю замену неисправного блока без оперативных переключений и отключения оборудования.

Использование герметичных аккумуляторных батарей позволяет исключить дополнительные расходы на эксплуатацию по сравнению с батареями открытого типа. В совокупности с пониженной интенсивностью газообразования, позволяющей размещать такие аккумуляторы вместе с питаемым оборудованием и не предъявляющей особые требования к вентиляции помещения, а также очень высоким КПД системы, составляющим более 95%, СОПТ-МТ является очень эффективным решением для организации гарантированного питания оборудования.

СОПТ-МТ имеет широкий диапазон рабочей температуры от -20°С до +50°С. В отличии от батарей открытого типа способны работать и в отрицательных температурах, что не приведет к аварийной ситуации при неисправности обогрева помещения.

Программируемые релейные выходы и входы, а также дополнительные расширительные модули позволяют оптимизировать типовые варианты шкафов под индивидуальные задачи объекта и проекта. Конфигурирование и настройка системы возможны с помощью ноутбука, подключаемого через порт USB, расположенный на передней панели, по каналу порта RS485, служащего для связи с АСУ, или с помощью ЖК дисплея на двери шкафа.

СОПТ-МТ ведет внутренние журналы событий и регистрирует следующие параметры:

- переменное напряжение ввода;
- постоянное напряжение и ток на выходе системы;
- температуру (2 датчика);
- результаты тестирования аккумуляторной батареи;
- кривые заряда-разряда;
- состояние изоляции;
- информацию с цифровых и аналоговых

А) Б)

Рис. 1 — А) ШАБ-МТ; Б) ШОТ-МТ

входов системы;

- положение коммутационных аппаратов отходящих присоединений.

Внутренняя память хранит более 10000 сообщений, записи журнала не теряются при аварийном отключении питания. С дисплея шкафа возможна настройка параметров тревог и состояний выходных реле системы.

Важной частью каждой системы оперативного тока является система контроля изоляции. СОПТ-МТ имеет встроенную систему контроля, а также в комплект поставки входит дополнительное переносное устройство контроля изоляции, дающее возможность ручного поиска снижения уровня изоляции без отключения присоединения и дополнительных затрат по сравнению с автоматическим поиском.

Основными преимуществами системы являются:

- измерение полного сопротивления изоляции;
- измерение изоляции по полюсам;
- 2 группы уставок сигнализации;
- максимальная допустимая емкость сети для проведения измерения составляет 500 мкФ;
- максимальный инжектируемый ток 1,8 мА.

Дополнительными опциями являются блок аварийного освещения, осуществляющий аварийное переключение между цепями питания от источника переменного тока и от источника постоянного тока при пропадании напряжения на шинах щита собственных нужд, и антиконденсатный подогрев, служащий для устранения влаги, а также препятствующий её образованию при резком изменении температуры окружающей среды.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

ООО «НТЦ «Механотроника»
г. Санкт-Петербург
тел. 8-800-250-63-60

www.mtrele.ru

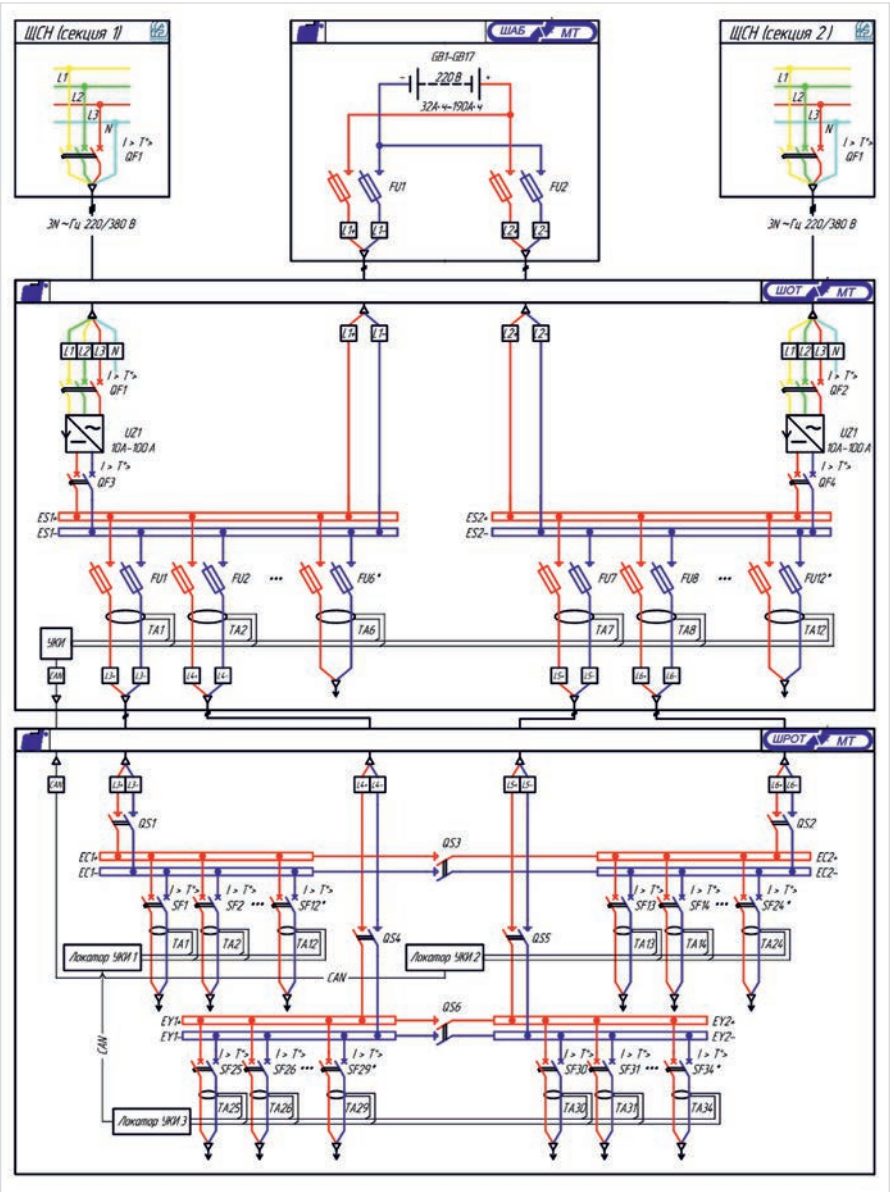
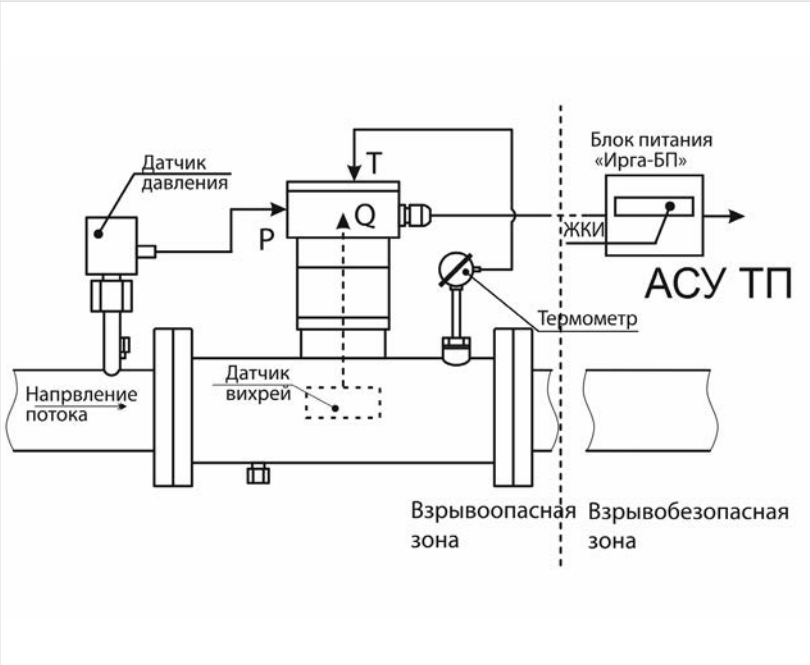


Рис. 2 — Вариант системы оперативного тока состоящий из шкафов ШАБ-МТ, ШОТ-МТ и ШРОТ-МТ

Исполнение вихревого расходомера «Ирга-РВ» для АСУ ТП

Постоянный мониторинг эксплуатации наших приборов, замечаний и пожеланий наших заказчиков, использующих в работе АСУТП, явились основой для разработки и внедрения в производство вихревого расходомера «Ирга-РВ» специально для работы в автоматизированных системах. Установка данного расходомера в действующую систему АСУТП позволяет нашим заказчикам:

- во-первых, получать на выходе массовый (для пара, т/час) или приведенный к стандартным условиям (м3/ч) для газа расход измеряемой среды;
- во-вторых, легко встраивается в любую систему АСУ, так как возможен выходной сигнал по желанию Заказчика (токовый, частотный, RS-485, RS-232, поддерживаются протоколы HART, ModBus RTU и т. д.);
- в-третьих, применение расходомера в действующей системе АСУ позволит упростить узлы измерения, в которые ранее, в зависимости от требований протоколов, кроме расходомера входили вычислитель, адаптер и другие вспомогательные приборы. Данная модификация вихревого расходомера «Ирга-РВ» при указанных условиях заменит их.



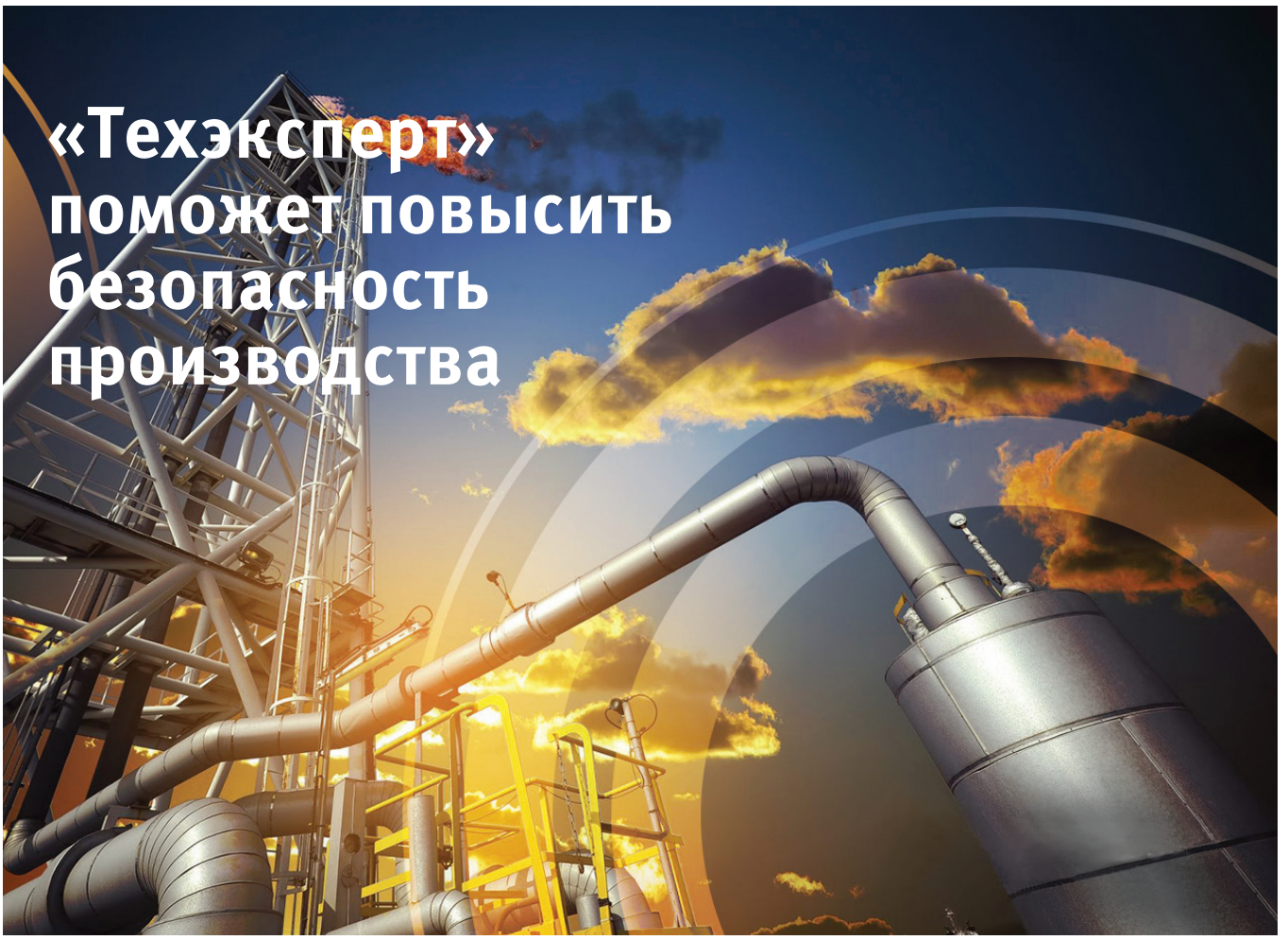
В состав электронного блока может также входить жидкокристаллический дисплей (ЖКИ), на который выводятся: текущий расход (массовый или приведенный к ст. усл.), температура (°С или К), давление (МПа). По желанию заказчика может вестись архив НС и расходов.

Для взрывоопасных сред конечная обработка поступающей информации от датчиков (расхода, давления, вихрей) осуществляется в блоке питания «Ирга-БП».

Исполнения вихревого расходомера «Ирга-РВ» для АСУ ТП
Исполнения по типу выходного сигнала

Исполнение	Тип сигнала	Параметр	Единицы измерения для измеряемой среды:		
			пар	газ	жидкость
HART(4-20)	токовый	4-20 мА	т/ч или Гкал/ч	м³/ч, приведенные к стандартным условиям, или кг/ч	т/ч или Гкал/ч
	цифровой	—	т/ч и Гкал/ч	м³/ч, приведенные к стандартным условиям, или кг/ч	т/ч и Гкал/ч
RS-485	цифровой	температура	°С или К"	°С или К"	°С или К"
		давление	МПа	МПа	МПа
		расход	т/ч и Гкал/ч	м³/ч, приведенные к стандартным условиям, или кг/ч	т/ч и Гкал/ч
F0(M)	число-цимпульсный	расход	т/ч или Гкал/ч	м³/ч, приведенные к стандартным условиям, или кг/ч	т/ч или Гкал/ч

«Измеряй измеримое и делай
неизмеримое измеримым. »
Галилео Галилей
irga.ru
РАЗРАБОТКА,
ПРОИЗВОДСТВО,
УСТАНОВКА
ПРИБОРОВ
УЧЕТА
308023,
Россия
г.Белгород
ул.Садовая,45а
+7(4722) 31-33-76
http://www.irga.ru
service@irga.ru
sale@irga.ru
globus@irga.ru



«Техэксперт» поможет повысить безопасность производства

Предприятия нефтегазового комплекса относятся к объектам высокой степени опасности и вредности. Поэтому обеспечение производственной и экологической безопасности, охраны труда и экологических нормативов является главным вопросом успешного функционирования отрасли. Безопасность предприятий нефтегазового комплекса регулируется рядом законодательных актов, включая нормативы, а также стандарты и другие регламенты федерального, регионального и отраслевого значения.

В России защищенность от аварий и их последствий на предприятиях газового и нефтяного сектора считается одной из лучших в мире и тем не менее в области производственной безопасности проблем остается много. Они особенно актуальны в контексте перехода отрасли на энергоэффективное производство в рамках цифровизации российской экономики. Не все компании оказались готовы к ней организационно, многие столкнулись с недостаточной оснащённостью датчиками и приборами, отсутствием унификации технологий, недостаточным вовлечением производственного персонала, сложностью оценки экономической эффективности и принятия инвестиционных решений.

Сегодня предприятия НГК в ежедневной работе сталкиваются с отсутствием автоматизации системы производственной безопасности, неэффективной тратой времени специалистов на ручную обработку данных и подготовку необходимых отчетов. Возникают сложности с контролем выполнения требований нормативно-правовых актов вследствие разрозненных источников нормативных документов. Нарушаются сроки проведения проверки знаний работников в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, неэффективно расходуются бюджетные средства на обучение персонала из-за разрозненности систем, используемых на предприятии.

Не меньшая проблема – отсутствие анализа рисков предприятия, автоматизации рабочих процессов специалиста и недостаточная результативность и эффективность отдельных бизнес-процессов и систем управления безопасностью в целом. Все это приводит к получению предписаний, штрафов, санкций вследствие нарушения охраны и безопасности труда в процессе производства, при эксплуатации оборудования, средств технологического оснащения и средств индивидуальной защиты (СИЗ), а также при осуществлении процессов.

Решить вопрос контроля, автоматизации процессов, актуализации НТД и доступа ко всем необходимым в работе документам в области охраны труда и промышленной безопасности позволяет «Интегрированная система управления производственной безопасностью «Техэксперт» (ИСУПБ ТЭ), разработанная российской компанией АО «Кодекс».

Комплексный подход к управлению безопасностью

«Интегрированная система управления производственной безопасностью «Техэксперт» – многофункциональное решение для эффективного управления процессами охраны труда, промышленной и пожарной безопасности на предприятии. Система представляет собой набор уникальных модулей с готовым информационным наполнением, которые предназначены для комплексного информационно-аналитического обеспечения деятельности специалистов в области безопасности на предприятии.

Интеграция ИСУПБ ТЭ с профессиональными справочными системами «Техэксперт» и работа в едином информационном пространстве позволяют контролировать, оптимизировать и автоматизировать ежедневные рутинные задачи специалистов в области безопасности, обеспечивая наличие актуального набора требований нормативно-технической документации и контентного наполнения модулей. На рынке существует ряд решений для организации безопасности на предприятии, но ни одна система не представляет решение в связке со справочными системами.

ИСУПБ ТЭ представляет собой комплекс модулей, каждый из которых закрывает определённый бизнес-процесс специалиста, отвечающего за безопасность на предприятии.

Медицинские осмотры работников,

занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и опасными условиями труда, представляют собой один из важнейших компонентов профилактики профессиональных заболеваний и производственного травматизма. Оперативно планировать, организовывать, контролировать прохождение и учет результатов медицинских осмотров персонала позволяет модуль «Управление медосмотрами».

Проверять обеспечение, состояние и исправность выданных средств индивидуальной и коллективной защиты на предприятии будет гораздо проще с модулем «Управление СИЗ и СИОС». С его помощью можно вести учет норм и сроков выдачи СИЗ, формировать личную карточку сотрудника, рассчитывать потребности в приобретении средств защиты, а также проводить их списание.

Для специалистов по охране труда, участвующих в работе комиссии по проведению специальной оценки условий труда (СОУТ), разработан модуль «Управление условиями труда». Организация и учет результатов СОУТ, контроль предоставления компенсаций, а также управление профессиональными рисками – все эти задачи легко решаемы с помощью данного модуля.

Все работники, в том числе руководители организаций, обязаны проходить обучение по охране труда, пожарной и промышленной безопасности. Работодатель должен обеспечить возможность его прохождения, а работник, соответственно, пройти обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве. Модуль «Управление обучением» представляет собой функционал, направленный на решение задач по планированию, проведению и оформлению результатов обучения. Система также содержит специальные тесты, позволяющие проверять знания сотрудников.

Всё это – лишь малая часть возможностей системы, использование которой позволит ускорить бизнес-процессы и повысить эффективность управления ими, сократить потери от штрафных санкций, промышленных аварий и привести предприятие к «нулевому травматизму».

«Техэксперт» – помощник в «цифровой трансформации»

АО «Кодекс» много лет занимается обеспечением предприятий актуальной информацией по производственной безопасности. ИСУПБ ТЭ – это новый шаг в данном направлении. С её помощью решается задача обеспечения безопасности на предприятиях, в том числе нефтегазового комплекса. Это особенно важно в условиях цифровизации российской промышленности. Без подобных программных решений не может быть цифровой экономики, потому что нельзя выпускать качественную высокотехнологичную продукцию, не имея соответствующей ей системы промышленной безопасности. Охрана труда и безопасность – это то, что будет волновать человека всегда, а машинному обучению эти направления не поддаются. Поэтому, по мнению разработчика, «Интегрированная система управления производственной безопасностью «Техэксперт» будет востребована, прежде всего, в крупных компаниях.

Если индивидуальные потребности клиента выходят за рамки решения, в систему могут быть встроены дополнительные модули и расширены функциональные возможности, которые будут соответствовать локальным требованиям предприятия. Таким образом, система помогает решать не только типовые, но и более масштабные задачи компании и во многом облегчает работу отделов по охране труда.

С помощью ИСУПБ ТЭ специалисты по охране труда и промышленной безопасности смогут перейти на полную автоматизацию обработки данных и подготовки необходимых отчетов, вести оперативный мониторинг, сбор, учет и анализ информации, оптимизировать временные затраты на обучение сотрудников. Имея доступ ко всей необходимой нормативно-правовой и нормативно-технической документации и проверочным листам, предприятие легко подготовится к проверкам и аудиту на предмет выполнения требований законодательства.

АО «Кодекс» продолжает исследовательскую работу и программную разработку решений, которые сделают переход к цифровизации максимально безболезненным и позволят предприятиям российского нефтегазового комплекса быть на передовой технического прогресса по безопасности производства, качеству и скорости выпуска продукции.

ИСУПБ ТЕХЭКСПЕРТ
ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

конференция **SPE**
Москва, 15–17 октября
SPE.ORG

Главное мероприятие SPE в регионе для обмена технической информацией и опытом, налаживания деловых контактов и демонстрации новейших технологий и достижений компаний отрасли.

семинар-конференция **THERMAL EOR**
Чэнду, Китай, 15–19 октября
SKLWORKSHOP.SWPU.EDU.CN

В ходе конференции будут участвовать ведущие специалисты из компаний и университетов по тепловым методам увеличения нефтеотдачи со всех стран мира.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 17 октября
N-G-K.RU

Площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ**
Альметьевск, 17–19 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Сочи, 22–27 октября
OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.

выставка **NDT RUSSIA**
Москва, 23–25 октября
NDT-RUSSIA.RU

NDT Russia — самая посещаемая в России и странах ближнего зарубежья выставка оборудования для неразрушающего контроля и технической диагностики.

выставка **НЕФТЕДОБЫЧА НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА ХИМИЯ**
Самара, 23–25 октября
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний: Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

форум **ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА 2018**
Москва, 25 октября
GEOLOGORAZVEDKA2018.RU

Форум «Геологоразведка» — это крупнейшая дискуссионная площадка геологоразведочной отрасли, объединяющая представителей бизнеса, государства, научного и экспертного сообществ.

выставка **САХАПРОМЭКСПО-2018. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ГАЗИФИКАЦИЯ**
Якутск, 6–8 ноября
SES.NET.RU

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа, новые технологии.

конференция **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
Москва, 8–9 ноября
CTTIMES.ORG

Старейший в России профессиональный форум для специалистов современного нефтегазового сервиса, заказчиков высокотехнологичных услуг и производителей оборудования.

выставка и конференция **ADIPEC**
Абу-Даби, ОАЭ, 12–15 ноября
ADIPEC.COM

Выставка нефтяной и газовой промышленности представит последние научные исследования и инновационные решения и услуги во всех секторах промышленности.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ-2018**
Нижневартовск, 14–15 ноября
SES.NET.RU

Выставка дает уникальную возможность участникам продемонстрировать свои достижения, представить свою продукцию на рынке одного из самых быстроразвивающихся регионов России.

конференция **НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ**
Уфа, 19–21 ноября
NOVTEKBUSINESS.COM

Конференция и сопутствующая ей выставка предоставляют возможности для ознакомления нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями производителей оборудования и услуг.

конференция **ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ МОСКВА**
Москва, 19–23 ноября
EAGE.RU

EAGE приглашает принять участие в курсах на тему "Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров".

форум **ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ**
Новый Уренгой, 20–21 ноября
YAMALOILANDGAS.COM

Площадка, где ежегодно встречаются более 350 руководителей отрасли в регионе ЯНАО и в Российской Арктике.

конференция **ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**
Тюмень, 21–22 ноября
RCA.SPE.ORG

Конференция охватит гидродинамические, газодинамические и промыслово-геофизические исследования, описание пластовых флюидов и оценку эффективности заканчивания.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.**
Красноярск, 21–23 ноября
KRASFAIR.RU

Выставка «Нефть. Газ. Химия» станет площадкой для демонстрации последних разработок, технологий, новейшего оборудования для нефтегазовой отрасли.

выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 28–30 ноября
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Ключевая тема – противокоррозионная защита технологического оборудования, трубопроводов и металлоконструкций ТЭК.

саммит **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
Москва, 29 ноября
ROGSUMMIT.RU

Обмен опытом между добывающими компаниями и компаниями нефтесервиса, обзор ключевых инноваций сегмента.

саммит **НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ. МОДЕРНИЗАЦИЯ. ИННОВАЦИИ**
Москва, 30 ноября
DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Саммит соберет ключевых игроков нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, что позволит получить информацию из первых рук.

конференция **ЗДРАВЫЙ СМЫСЛ. РЕЙТИНГ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ Москва, 30 ноября**
CREONENERGY.RU

Всемирный фонд дикой природы (WWF) и группа КРЕОН при участии Национального рейтингового агентства рассчитают рейтинг экологической открытости нефтегазовых компаний РФ.

конференция **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ 2018**
Москва, 5 декабря
N-G-K.RU

Обсуждается поставка промышленной продукции компаниях, работающим на шельфе, вопросы обустройства портов, береговой зоны. Рассматриваются проблемы логистики: доставки грузов на платформы..

конференция **ГЕОЕВРАЗИЯ-2019**
Москва, 4–7 февраля
GECE.MOSCOW.RU

Международная геолого-геофизическая конференция и выставка: «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии».

конференция **ДАУНСТРИМ РОССИЯ 2019**
Казань, 5–7 февраля
WWW.OILANDGASREFINING.RU

Открытая дискуссионная площадка с представителями регуляторных органов, директорами российских НПЗ, ГПЗ и НПХ, крупнейшими подрядчиками и поставщиками технологий.

конференция **АРКТИКА: ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ**
Москва, 20–21 февраля
ARCTIC.S-KON.RU

Посвящена актуальным вопросам освоения Арктики и шельфовых проектов, роли Арктики в удовлетворении глобального спроса на энергоресурсы.

форум **ТЕРРИТОРИЯ NDT**
Москва, 4–6 марта
EXPO.RONKTD.RU

Профессиональная площадка для конструктивного диалога и демонстрации новейших достижений и разработок.

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Москва, 14–15 марта
N-G-K.RU

Для руководителей служб МТО нефтегазовых компаний. Обсуждается закупочная деятельность, импортозамещение, оплата и приемка продукции, информационное обеспечение рынка.

выставка **ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**
Казань, 19–21 марта
EXPOKAZAN.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
Новый Уренгой, 20–21 марта
SES.NET.RU

Выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума. Ключевая тема — цифровая экономика в отрасли.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Анапа, 25–30 марта
OILGASCONFERENCE.RU

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

конференция **EAGE**
Тюмень, 25–29 марта
EAGE.RU

6-я научно-практическая конференция: богатейший опыт, накопленный специалистами, работающими в Западной Сибири, вместе с новыми технологиями, применяемыми во всем мире.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**
Оренбург, 27–29 марта
URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 28 марта
ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка для IT-профессионалов в ТЭК. Практические примеры внедрения.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 9–11 апреля
OIL-GAS.KZ

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.

форум **RDCR – СКВАЖИННЫЙ ИНЖИНИРИНГ**
Москва, 11 апреля
RDCR.NET

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, а также поставщики бурового оборудования и услуг встретятся для обсуждения методов развития регионального сектора бурения.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 15–18 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»

SIBExpo SERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2018 ГОД

Восьмая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2018. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ГАЗИФИКАЦИЯ

ЯКУТСК, 6 – 8 ноября

Двенадцатая межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2018

НИЖНЕВАРТОВСК, 14 – 15 ноября

Тринадцатая межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ"

Новый Уренгой 20–21 марта 2019

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

Atyrau Oil & Gas

18-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

9-11 апреля 2019

Казахстан, Атырау

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE GROUP
ITeca

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019

15-18 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ

XXVII международная выставка

21-24 МАЯ УФА 2019

ВДНХ ЭКСПО

Порядка 400 участников из 16 стран мира ежегодно

Свыше 12 000 посетителей из 45 регионов России

Свыше 500 спикеров 30 деловых мероприятий

Зарегистрироваться на Форум, забронировать стенд
WWW.GNTEXPO.RU

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

+7 (347) 246 41 77
+7 (347) 246 41 93

gasoil@bvkexpo.ru

gazneftufa
@gazneftufa
#газнефтьуфа
#газнефтьтехнологии
#гнт

XV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ

•ВЫСТАВКА•

«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

- Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- Геология, геофизика
- Сейсмическое оборудование и услуги
- Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Трубы и трубопроводы, инструменты и др.

27 - 29 МАРТА

г. Оренбург

ООО «УралЭкспо»

тел./факс: (3532) 67-11-03, 67-11-05, 45-31-31

uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ

Ялта РЕСПУБЛИКА КРЫМ

03–07 июня 2019

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах»

09–13 сентября 2019

«Эксплуатация – добыча нефти и газа, ремонт и бурение горизонтальных скважин»

+7 (3452) 534 009

togc@bk.ru, in_tech@bk.ru

WWW.TOGC.INFO

НОЧУ ДПО ИнТех
Инновационные Технологии

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

18-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
16-18 ОКТЯБРЯ 2019

NT-EXPO.RU

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ MASSCO

КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

- Энергетика
- Машиностроение
- Нефтегазовый комплекс
- Судостроение и судоремонт
- Гидротехнические сооружения
- Объекты транспортной инфраструктуры
- Промышленное и гражданское строительство

ООО «ТД «МАССКО»
входит в ГК TEKNOS
198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco