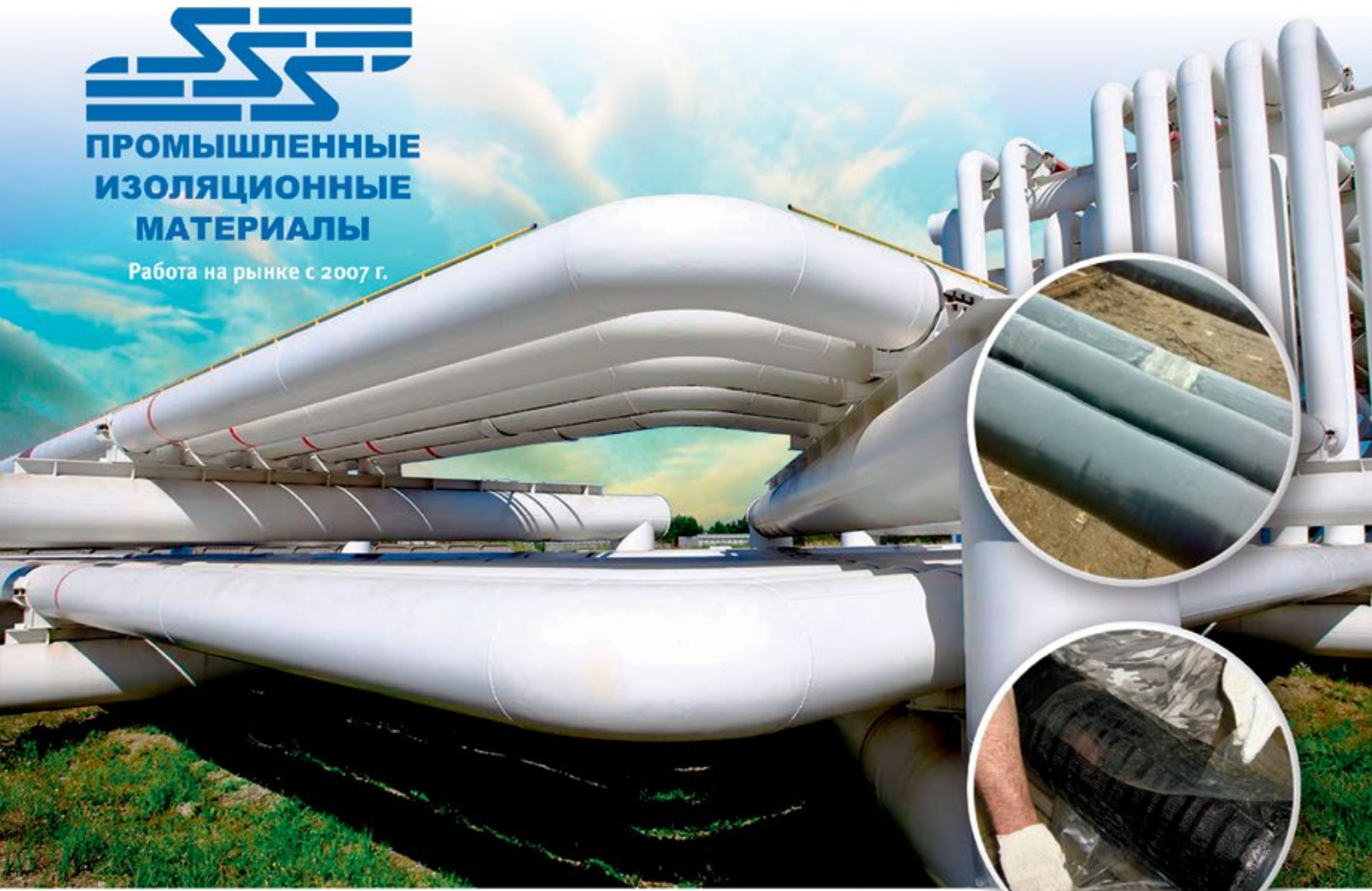
ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №2 (27) АПРЕЛЬ 2013

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Работа на рынке с 2007 г.



КОМБИНИРОВАННОЕ ПОКРЫТИЕ ЛИТКОР КМ — ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ СТЫКОВ ТРУБОПРОВОДОВ.

Продукция используется для изоляции элементов трубопроводов различного назначения — от водоводов и промысловых нефте- газопроводов до тепоизолированных трубопроводов в полиэтиленовой оболочке и изоляции неподвижных опор.
Подробности читайте в №3 май 2013 г.

Вся продукция сертифицирована и адаптирована для использования в российских условиях.
Качество подтверждается годами активной эксплуатации и положительными отзывами заказчиков.

ООО «Промышленные изоляционные материалы»
Уникальная продукция для защиты трубопроводов

107497, РФ, г. Москва, ул. Иркутская, д. 11/17, Бизнес-центр «Бэлпрайс», оф. 709;
тел./факс: +7 (495) 937-39-42 (многоканальный);
E-mail; info@mufta-m.ru, v.borisov@mufta-m.ru; sales@mufta-m.ru

www.mufta-m.ru

КАМАЗ МАРКЕТ

kamazmarket.ru

+7 (8552) 53-35-35

+7 (927) 477-07-07

Автомобили Камаз

грузовики в наличии и под заказ из Набережных Челнов

Самосвалы • Тягачи • Шасси • Бортовые

sale@kamazmarket.ru

ОАО «КрЭМЗ»

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов:

- трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных газо- нефте- продуктопроводов);
- лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- лебедки скреперные шахтные (подземные);
- комплекс машин для строительства и переизоляции в процессе ремонта трубопроводов; линии, оборудование и приспособления для очистки изоляции новых или старых трубопроводов; котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные; станки СПК подготовки кромок труб;
- трубосварочные базы; станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые шнеки, буровые головки);
- другое специальное оборудование.

Внесено в Реестр оборудования, допущенного к применению при капитальном ремонте газопроводов ОАО «Газпром»

Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте–газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.

Россия, 352387, Краснодарский край, город Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, 3
тел: (86138) 7-23-67, 7-71-02 факс: 6-17-58, 7-23-67
e-mail: ko@kremz.ru www.kremz.ru, www.kremz.biz

ОАО "НЕФТЕМАШ" – САПКОН

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

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

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А так же их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.

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

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
Факс: (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru
www.sapcon.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 2 (27) апрель 2013 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:
Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Сайфутдинов Р.А. / rav@runeft.ru

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 04-13/06-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 01.04.2013
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:
Журнал зарегистрирован 12 сентября 2008 года ПИ № ФС77-33668 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

СОДЕРЖАНИЕ:

О.М. Качанов
Совершенствование технологии изготовления первичных преобразователей для неинвазивного (бесконтактного) ультразвукового метода измерении уровня жидкости в закрытых резервуарах 15

Ф.Л. Малышко
Новые методы повышения нефтеотдачи пластов 17

И.В. Ворошилов, А.В. Юрьев
Мембранные технологии «Тегас» для подготовки углеводородных газов 19

З.Н. Жемжурова, В.А. Чекунова, С.Л. Трегуб
Прогнозирование ФЕС коллекторов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием комплекса DV-SeisGeo 24

В.Г. Сибгатулин, С.А. Перетокин
РПВНГЗ — Инновационная технология прямого поиска залежей нефти и газа 30

А.А. Кабанов, В.Г. Сибгатулин
Мониторинг резонансов гравитационных приливов для целей геологоразведки на нефть и газ 31

И.Г. Ященко, Л.И. Сваровская, Т.О. Перемитина
Исследование влияния химического состава и условий залегания нефтей на численность и активность пластовой микрофлоры в задачах повышения нефтеотдачи на основе статистического анализа 35

М.В. Перепечкин, И.А. Глобенко
Применение метода ядерных функций для оценки пространственной анизотропии 2-мерных данных и решения задач картопостроения в программном комплексе DV-Geo 39

И.Ю. Хасанов, В.И. Рогозин, Шефер А.Г., А.Н. Яковлев
Рациональное использование компонентов широкой фракции легких углеводородов на объектах нефтедобычи 43

В.Н. Корякин, М.Х. Аминев, А.А. Змеу
От теории к практике. Технология уменьшения обводнённости продукции доказала свою эффективность, но нуждается в дальнейших испытаниях 46

О.И. Егоров, О.А. Чигаркина
Проблемы межстранового экономического взаимодействия Казахстана в нефтегазовой сфере 49

Ю.А. Беляев, В.Н. Фомин, А.Г. Чукаев
Получение устойчивых эмульсий из разнополярных не смешивающихся жидкостей для вытеснения нефти из пласта 53

Е.Д. Мокроносов, М.В. Песин
Повышение надежности бурильных труб на стадии проектирования путем использования математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности 56

Ф.Ф. Хамидуллина, Р.Ф. Хамидуллин
Расчет параметров модели отстойника с вводами эмульсии через сопла в промежуточный слой 58

И.И. Ефремов
Анализ перспективных технологий в области разработки месторождений высоковязких нефтей на основе российских и международных патентов 61

М.С. Габдрахимов, Т.Н. Миннивалеев, Р.М. Галимов
Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента 65

С.С. Пекин, П.Л. Янгулов
Анализ поправочных коэффициентов пересчета характеристики электроцентробежного насоса при влиянии вязкости добываемого флюида 68

П.Н. Гуляев, Е.В. Соснина
Технология добычи высоковязкой нефти с использованием долговременного акустического воздействия 74

EXPOSITION OIL & GAS

ISSUE:
№ 2 (27) april 2013

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:
Ravshan Saifutdinov / rav@runeft.ru

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

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

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

ISSUE DATE:
01.04.2013

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Oleg M. Kachanov
Improving the technology of sensors for non-invasive (non-contact) ultrasonic method of measuring the liquid level in closed tanks 15

Fedor L. Malyshko
New methods of enhanced oil recovery 17

Zinaida N. Zhemzhurova, Vera A. Chekunova, Semen L. Tregub
Prediction of filtration and capacity reservoir properties of oil fields, by using DV-SeisGeo software system 24

Aleksej A. Kabanov
Monitoring of gravitational tides resonances for the purposes of oil and gas geological exploration 31

Irina G. Yashchenko, Lidiya I. Svarovskaya, Tat'yana O. Peremitina
Studies of influence the chemical composition and mode of oil occurrence and activity of microflora in the problems of increasing oil based on statistical analysis 35

Mihail V. Perepechkin, Ivan A. Globenko
Application of kernel functions to the two-dimensional data spatial anisotropy estimation and to solving of mapping problems in the DV-Geo software system 39

I.Yu. Khasanov, V.I. Rogozin, A.G. Schaefer, A.N. Yakovlev
Rational use of natural gas liquid components at oil production facilities 43

Viktor N. Koryakin, Marat Kh. Aminev, Artem A. Zmeu
From theory to practice. Technology to reduce water cut has proven effective, but needs further testing 46

Oleg I. Egorov, Olga A. Chigarkina
Problems of intercountry economic interaction of Kazakhstan in the oil and gas sphere 49

Yuriy A. Belyaev, Viktor N. Fomin, Aleksey G. Chukaev
Obtaining stable emulsions of different ways — polar immiscible liquids to displace oil from the reservoir 53

Evgeniy D. Mokronosov, Mikhail V. Pesin
Increasing the reliability of drill pipe in the design stage by using mathematical modeling of the process of hardening the surface of thread 56

Farida F. Hamidullina, Renat F. Hamidullin
The calculation of parameters of a sludge tank model with emulsion inputs through nozzles in an intermediate layer 58

Igor' I. Efremov
Analysis of promising technologies in the development of heavy oil deposits based on russian and international patents 61

Mavlitzyan S. Gabdrakhimov, Timur N. Minnivaleev, Rif M. Galimov
Investigation and evaluation of the influence of pressure fluctuation of drilling fluid on working of the boring tool 65

Sergey S. Pekin, Pavel L. Yangulov
The analysis of correction factors of recalculation characteristic of electrical submersible pump at influence viscosity of a prouced fluid 68

Pavel N. Gulyaev, Elena V. Sosnina
High viscosity oil production technology with long-term effects of sound 74

МАНОМЕТР

413119, Саратовская область, г. Энгельс-19
Тел.:(8453) 75-03-58
lavrenova_ea@eposignal.ru
www.manometr.com

1886

Приборостроительный завод «Манометр» — одно из старейших российских предприятий, вот уже много лет выпускающее разнообразный ассортимент приборов для контроля и управления теплоэнергетическими процессами. Сегодня ООО «Манометр» является одним из лидеров российского приборостроения, сохраняя и приумножая свои лучшие традиции. Поэтому и ныне продукция, выпускаемая на нашем заводе, полностью отвечает современным требованиям качества, точности, надежности, и пользуется стабильным спросом у потребителей.

Приборостроительный завод «Манометр» на протяжении многих лет активно развивает и поддерживает деловые связи с рядом организаций различного профиля не только в России и странах СНГ, но и за рубежом.

Накоплен богатый опыт успешных поставок продукции в более чем 50 стран мира, в том числе:
Иран, Ирак, Китай, Вьетнам, Индию и др.

В настоящий момент ООО «Манометр» располагает всеми необходимыми условиями для производства изделий — лицензиями, сертификатами, производственной базой, испытательным оборудованием, конструкторской и технологической документацией, квалифицированным персоналом и в течение последних лет обеспечивает неукоснительное выполнение заказов по всей номенклатуре изделий с приемкой ПЗ.

Основными направлениями деятельности нашего завода являются:

Разработка и производство средств промышленной автоматизации;
- манометров, мановакуумметров, вакуумметров;
- диафрагм, фланцев, сосудов;
- указателей температуры.

Разработка и производство метрологического оборудования;
- прессов;
- преобразователей измерительных (калибраторов давления);
- задатчиков давления (грузопоршневых манометров).

Области применения:
- атомная энергетика
- газовая промышленность
- нефтяная промышленность
- металлургическая промышленность
- энергетическая промышленность
- химическая промышленность
- авиа- и судостроение
- коммунальное хозяйство и др.

НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

ПРОДУКЦИЯ ВЫПУСКАЕМАЯ ООО НПО «НЕОТЕХНОЛОГИЯ»

- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ ТИПА ОША-Р. ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ ОБОГРЕВА С ЗАДАННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ШКАФОВ, БЛОКОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОМЕЩЕНИЙ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОНАХ.
- ГРАФИТНЫЕ, МЕТАЛЛОГРАФИТОВЫЕ, ЭЛЕКТРОГРАФИТНЫЕ ЩЕТКИ. ПРИМЕНЯЮТСЯ В КОЛЛЕКТОРАХ ГЕНЕРАТОРОВ И ДВИГАТЕЛЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА, ТЯГОВЫХ ДВИГАТЕЛЯХ ЭЛЕКТРОВОЗОВ И МАШИН ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА, А ТАКЖЕ ДЛЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТЯГОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО, ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА И МОРСКИХ СУДОВ.
- УТЕПЛЯЮЩИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНЫЕ ВЛАГОЗАЩИТНЫЕ ЧЕХЛЫ УПВЧ. ПРИМЕНЯЮТСЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ, НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ, ХИМИЧЕСКОЙ И ДРУГОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПОЗВОЛЯЮТ РЕШИТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ КИПИА:
  - ЗАЩИТИТЬ ОТ ОБМЕРЗАНИЯ (ПОЯВЛЕНИЕ СОСУЛЕК, ЛЕДЯНЫХ НАРОСТОВ И Т.П.);
  - ЗАЩИТИТЬ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ, ОСАДКОВ, МЕХАНИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ;
  - ПОДДЕРЖАТЬ КОМФОРТНУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ДЛЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОНИКИ;
  - В СПЕЦИАЛЬНОМ ИСПОЛНЕНИИ ЗАЩИТИТЬ ОТ НАВОДОК И ПОМЕХ.

ЧЕХЛЫ ОБЛАДАЮТ ХОРОШЕЙ ШУМО – ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЕЙ, МОГУТ КРАТКОВРЕМЕННО ВЫДЕРЖАТЬ ТЕМПЕРАТУРУ ОТКРЫТОГО ПЛАМЕНИ СВЫШЕ 1000 С°.

ООО НПО «Неотехнология» является официальным дилером ЗАО «ДС Контролз», совместного российско-американского предприятия, производящего по лицензии «GE» регулирующую, отсечную, предохранительную трубопроводную арматуру и цифровые датчики уровня с высокими потребительскими характеристиками.

СОТРУДНИЧЕСТВО С НАШЕЙ КОМПАНИЕЙ ОБЕСПЕЧИТ:

- ШИРОКИЙ ВЫБОР ПРЕДЛАГАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ПО КОНКУРЕНТНЫМ ЦЕНАМ;
- ПОЛУЧЕНИЕ АРМАТУРЫ, РАССЧИТАННОЙ ПОД КОНКРЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ;
- ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ;
- ОПТИМАЛЬНЫЕ СРОКИ ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ;
- ТЕХНИЧЕСКУЮ ПОДДЕРЖКУ НА ВСЕХ ЭТАПАХ РАБОТЫ;
- ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» ПРИБОРОВ УПРАВЛЕНИЯ АРМАТУРОЙ;
- ВЕСЬ КОМПЛЕКС ПОСЛЕ-ПРОДАЖНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ;
- ГИБКИЕ ФОРМЫ И РЕЖИМЫ ОПЛАТЫ.

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

390029, город Рязань, улица Связи, дом 21
www.neotechnology.ru
Телефон/факс:
+7 (4912) 911-502 (многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

ВСЕГДА НА УРОВНЕ

- ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ
- СИГНАЛИЗАТОРЫ
- УРОВНЕМЕРЫ
- СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

Курская АЭС, Ленинградская АЭС, Смоленская АЭС, Балаковская АЭС, Нововоронежская АЭС, АЭС «Бушер» (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия)

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

АКСОН - 100

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

САПФИР 22МР-К

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

САПФИР 22МР (HART)

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

www.teplopribor.ru

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ

РОС 101, 102, 200, 301

Предназначены для контроля одного или двух уровней электропроводных и неэлектропроводных жидких, твердых сред, сжиженных газов, зерна, а также раздела сред с резко отличающимися диэлектрическими проницаемостями, вода - светлые нефтепродукты.
Микропроцессорный датчик-реле уровня РОС 200 - в моноблочном исполнени.

УЗС 107, 207, 300, 400

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

УЗР - 1

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

УЗС - 500, 600

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

УРОВНЕМЕРЫ

САПФИР 22Р ДУ

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

ПИУП

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

РИС 121

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

г. Рязань
www.teplopribor.ru

ООО Завод «Калининградгазавтоматика» — дочернее предприятие ОАО «Газпром автоматизация».

Разработка, производство и внедрение на объекты нефтяной, газовой, и других отраслей промышленности специальных средств измерений, систем автомеханики, взрывозащищенного и электрораспределительного оборудования.

Общество с ограниченной ответственностью

Завод «Калининградгазавтоматика»

Качество
Гарантия
Авторитет

1131

Производим:

- **Ячейки КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями**
- **Шкафы НКУ до1000 В серии OKKEN и Prisma Plus**
- **Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки (цеховые)**
- **Системы постоянного тока**
- **Шкафы управления двигателями АВО газа**
- **Узлы управления кранами (ЭПУУ)**
- **Взрывозащищенные оболочки (коробки)**
- **Щиты и пульты автоматизации производственных процессов**
- **Шкафную продукцию**
- **Прочие приборы и средства автоматизации**

Завод изготавливает продукцию как по собственным разработкам, так и по лицензионным и партнерским соглашениям с компаниями Schneider Electric (Франция), Cortem group (Италия), Nuova ASP (Италия), Gutor (Швейцария).

Завод является поставщиком оборудования для предприятий ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ», ФСК ЕЭС, холдинга МРСК, ОАО «ГМК Норникель». ООО УК «Металлоинвест» и ряда других.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236040, РФ, г. Калининград,
Гвардейский пр-т, 15
Отдел продаж: (4012) 576-033,
576-028, 576-097, 576-125.
Факс (4012) 576-024
www.kga.ru,
e-mail: zavod@kga.ru, op@kga.ru

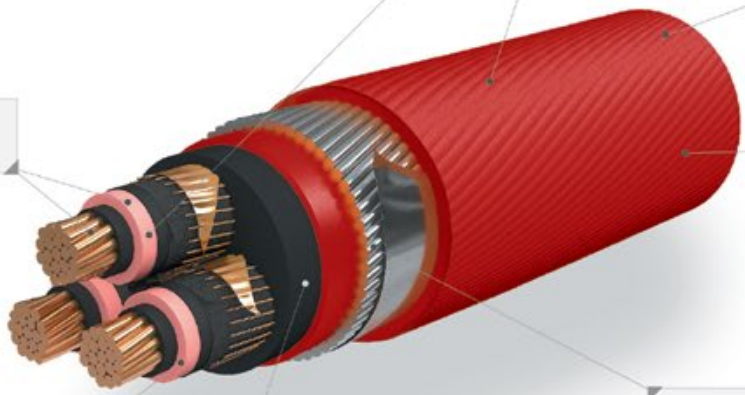
Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, РФ, г. Москва, а/я 641,
Саввинская наб., 25
тел.: (495) 933-62-30
факс.: (495) 933-62-32
www.invest-gaz.ru, e-mail: info@invest-gaz.ru

ОАО «Газпром автоматизация»
119435, РФ, г. Москва, а/я 641,
Саввинская наб., 25
тел.: (499) 580-41-40
факс.: (499) 580-41-36
www.gazauto.gazprom.ru
e-mail: gazauto@gazauto.gazprom.ru

Simross | современные электротехнические решения

ВСЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СОБРАНЫ ВОЕДИНО!

Кабели с изоляцией из этиленпропиленовой резины CREOLON® идеально подходят для жестких условий эксплуатации на промышленных объектах и во взрывоопасных зонах, в первую очередь нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и химической промышленности. Кабели обеспечивают работы в условиях затопления, сейсмической активности, вибрации, широкого диапазона температурных перепадов (- 67°- +50°С) в т.ч. в условиях Крайнего Севера. Малый радиус изгиба (одно- и многожильные кабели бронированные и небронированные), эластичность облегчают монтаж в условиях низких температур (до -55°С). Высокая термическая стойкость изоляции позволяет повысить надежность при работе в условиях перегрузки.



141070, г. Королёв, МО, ул. Калининградская, д.16
Тел./факс.: +7(495) 745-2414
www.simross.ru www.simross-engineering.ru
e-mail: market@simross.ru

Группа компаний Сим Росс

проВИТА

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ * ПРОВИТА *

Производство оборудования для нефтегазовой отрасли :

- Адсорбционные установки для производства газообразного азота и кислорода.
- Адсорбционные станции для производства азота и кислорода под давлением.

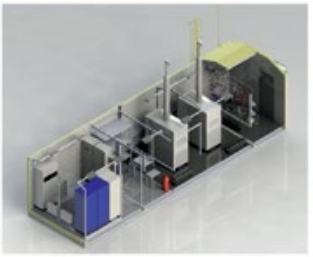
Компания выполняет проектирование, изготовление, пуско-наладочные работы, гарантийное обслуживание оборудования.
20-летний опыт работы позволяет выпускать современное, надежное и экономичное оборудование для производства азота и кислорода любой производительности и чистоты.

Тел. (812) 334-56-38

199106,Санкт-Петербург
24-ая линия В.О. д.3-7

E-mail:info@provita.ru
www.provita.ru

ТЕХНОАВТОМАТ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ



- контроль и учет нефти и газа на основе современных ультразвуковых технологий
- создание источников автономного энергоснабжения линейных потребителей нефтегазопроводов
- техническое обслуживание оборудования магистральных газопроводов

ООО "НПП-Техноавтомат", www.tehnoavtomat.ru
413100, Саратовская область, г. Энгельс, пл. Свободы 14а
тел/факс: +7(8453)55-80-74, +7(8453)55-69-49, info@tehnoavtomat.ru

УДК 681.2

Совершенствование технологии изготовления первичных преобразователей для неинвазивного (бесконтактного) ультразвукового метода измерении уровня жидкости в закрытых резервуарах

О.М. Качанов
генеральный директор[1]
info@tehnoavtomat.ru

[1]ООО «НПП-Техноавтомат», Энгельс, Россия

В статье рассмотрены технологические аспекты повышения стабильности характеристик первичных ультразвуковых преобразователей.

Материалы и методы
Лабораторные эксперименты и промышленные испытания.

Ключевые слова
ультразвуковая техника, неинвазивный контроль, температурная стабильность

Неинвазивный ультразвуковой метод контроля уровня жидкости в закрытых резервуарах предпалагает использование первичных преобразователей наружной установки на внешних стенках резервуаров. Как правило, резервуары технологических аппаратов работают с суровых климатических условиях в широком температурном диапазоне (-50°С ÷ +50°С), что в свою очередь накладывает особые требования к температурной стабильности их характеристик. Одним из путей решения проблемы повышения температурной стабильности и точности результатов измерений при неинвазивном ультразвуковом методе контроля уровня, в частности, в приборе «Рубин-1М», является использование не прямого метода измерения амплитуд сигналов, а отношение энергетических характеристик некоторых из них. Данный способ и его реализация устройством защищен патентом и описан в статье [1,2]. Однако остается технологический аспект изготовления самих первичных преобразователей, построенных на пьезоэлектрических преобразователях (ПЭП). Производители ПЭП не приводят температурных зависимостей их параметров, а лишь указывают температурный диапазон, в котором гарантируются основные их значения. Тем не менее, как показала практика, эти характеристики имеют достаточный разброс и, кроме этого, элементы конструкции вносят свою дополнительную составляющую в общую передаточную характеристику преобразователя, увеличивая технологический разброс ее значений. Один из существенных факторов этого разброса является появление температурного гистерезиса. На рис. 1 представлен характер такой зависимости, на котором штрих-пунктиром выделены разные циклы нагрева/охлаждения первичного преобразователя. Начало цикла представлено сплошной линией, завершение цикла — штрихпунктирной. Эта зависимость характеризуется общей нелинейностью, относительной устойчивостью и меньшей нелинейностью в диапазоне от -50°С до +20°С, завалом характеристики (спад) в диапазоне +20°С до +50°С, общим температурным разбросом (неповторяемость) и некоторым трендом постепенного снижением коэффициента передачи от цикла к циклу («старение») при начальных испытаниях. Проведенные исследования и испытания первичных ультразвуковых

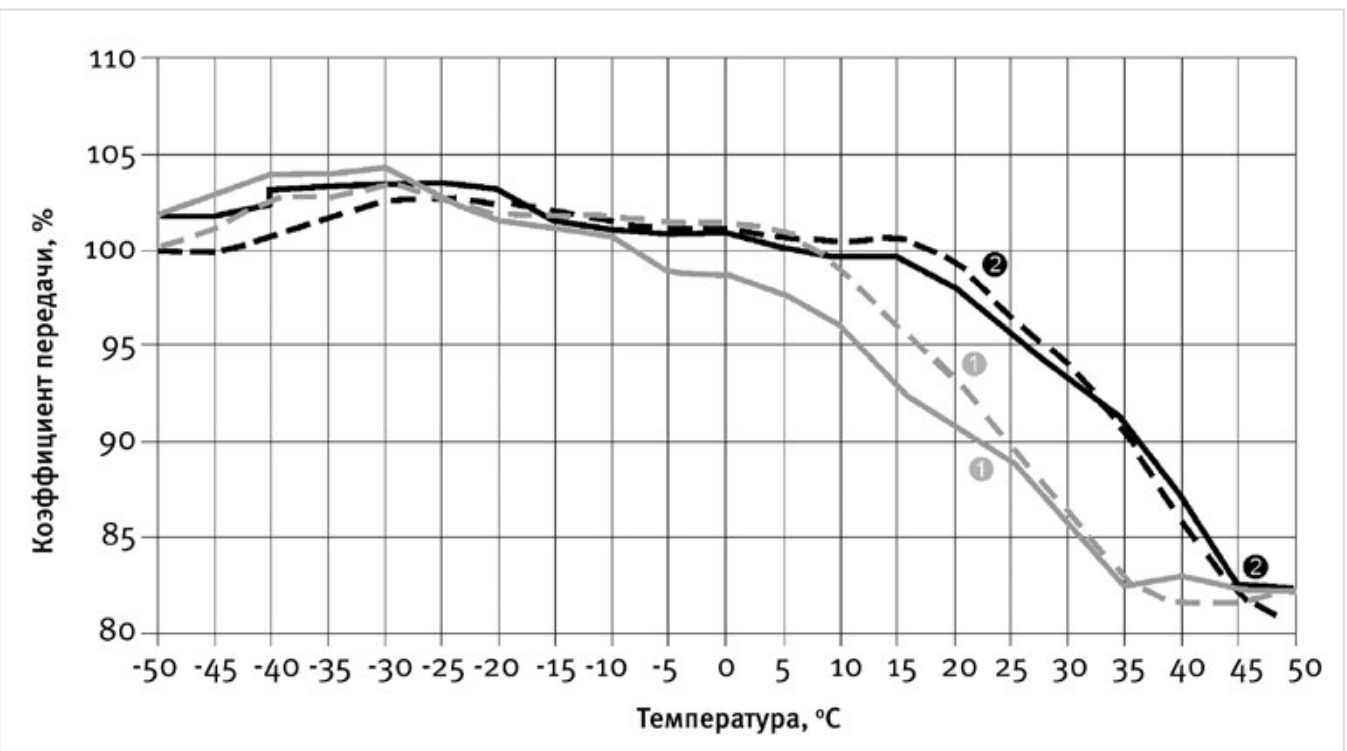


Рис. 1

преобразователей были направлены на выявление элементов конструкций, применяемых материалов и технологических режимов их сборки, позволяющие найти оптимальное решение, снижающее до приемлемого уровня влияние фактора технологического разброса и температуры на их передаточную характеристику. В испытаниях использовались прямой контактный тип конструкции преобразователя. В качестве ПЭП использовались различные, наиболее распространенные сегнетоэлектрические материалы (ЦТС-керамика), которые отличаются от других составов более высокими пьезоэлектрическими коэффициентами и точкой Кюри. Использовались следующие марки отечественных производителей: ЦТБС-8, ЦТБС-19, ЦТСс-3, ПКВ-460 и зарубежных — Type-850. Протектором в конструкции являлось стальное дно держателя-стакана, в который помещался ПЭП. В качестве изолирующей прокладки между ПЭП и дном стакана выбирались тонкие пластины из стекла и полимерной пленки полиэтилентерефталат-электроизоляционный (ПЭТэ), материалом демфера служил герметик с полимером. Элементы конструкции склеивались эпоксидной композицией с тарируемым усилием прижатия и последующей сушкой по техпроцессу.

В данном методе используется пара раздельных преобразователей (излучатель — приемник). Исследования проводились с одним и тем же излучателем, поэтому передаточную функцию двойного преобразования $K=K_и K_п$, можно представить как $K=a*K_п$

где $K_и$ — передаточная фунция излучателя
$K_п$ — передаточная фунция приемника
a — постоянный коэффициент.

Тогда передаточную функцию преобразователя , в том числе приема, можно представить в виде

$$KmR = XmR + YmR = |KmR|e^{-i\varphi mR}$$

где XmR , YmR — вещественные и мнимые части передаточной функции KmR;
$|KmR| = \sqrt{(X2mR + Y2mR)}$ — модуль передаточной функции;
$\varphi mR = arctg\{XmR/YmR\}$ — фазовая характеристика передаточной функции

Экспериментально установлено, что с материалом и толщиной изолирующей прокладки связано наибольшее влияние на температурную нестабильность фазовой составляющей передаточной функции. Нестабильность же модуля этой характеристики связано с материалом ПЭП. Наиболее оптимальным сочетанием элементов конструкции является применение ЦТБС-8 с изолирующей прокладкой из ПЭТэ толщиной 125 мкм. Конструкция с такими элементами позволяет добиться технологического и температурного разброса передаточной функции преобразователя во всем рабочем диапазоне температур в пределах 25%, а в суженном диапазоне от -50°С до +20°С не более 15%. Это вполне допустимый разброс, который затем компенсируется аппаратурными методами, используемые в устройстве «Рубин-1М». Стеклянная прокладка обеспечивает приемлемый разброс только в суженном температурном диапазоне. Применение других ПЭП в такой конструкции дает худшие результаты. Разброс может достигать до 50%.

Итоги

Представлены результаты экспериментальных исследований по технологической отработке конструкции первичных преобразователей прямого контактного типа для устройства неинвазивного контроля уровня жидкости в закрытых резервуарах.

Выводы

1. Установлены оптимальные элементы конструкции преобразователей и их параметры, позволяющие обеспечить приемлемый уровень технологического разброса общей передаточной характеристики преобразователя во всем рабочем температурном диапазоне.
2. Применение пленки ПЭТэ повышает технологичность изготовления первичного преобразователя и улучшает качество сборки, что дает существенное снижение себестоимости продукции.

Список используемой литературы

1. Токарев В.Г., Качанов О.М., Куреньков А.И., Романов А.В., Романов М.В. Патент №2437066 от 20.12.2011. Способ ультразвукового контроля уровня жидкости в резервуарах и устройство для ультразвукового контроля уровня жидкости в резервуарах.
2. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике. М.: Издательство иностранной литературы, 1956.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

Improving the technology of sensors for non-invasive (non-contact) ultrasonic method of measuring the liquid level in closed tanks

UDC 681.2

Authors:
Oleg M. Kachanov — general director[1]; info@tehnoavtomat.ru

[1]LLC "NPP-Tehnoavtomat, Engels, Russian Federation

Abstract

The article describes the technological aspects of increasing the stability of the primary characteristics of ultrasonic transducers.

Materials and methods

Laboratory experiments and commercial tests.

Results

The results of experimental studies on working out the design process of the primary transmitters of direct contact type of non-invasive device for monitoring levels in closed containers.

Conclusions

1. Optimal design elements converters and options that allow you to provide an acceptable level of overall process variation of the transfer characteristics of the converter over the entire operating temperature range.
2. The use of Polyethylene terephthalate film for electrical insulation improves manufacturability primary converter and improves the quality of the assembly, which provides a significant reduction in production costs.

Keywords

ultrasonic technique, noninvasive monitoring, temperature tests

References

1. Tokarev V.G., Kachanov O.M., Kurenkov A.I., Romanov A.V., Romanov M.V. Patent RU №2437066 (20.12.2011) "Method of ultrasonic control of liquid level in tanks and the device for ultrasonic control of liquid level in tanks".
2. Bergman L. Ul'trazvuk i ego primenenie v nauke I tekhnike [Ultrasound and its application in science and technology]. Moscow: Izdatel'stvo inostrannoy literatury, 1956.

УДК 622.276 + 551

Новые методы повышения нефтеотдачи пластов

Ф.Л. Малышко
генеральный директор[1]
malishkofl@mail.ru

[1]ООО ИНК «Радужный Ойл Сервис» (РОС), Радужный, Россия

На сегодняшний день традиционные технологии добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в мировой практике основаны, на использовании физических методов, которые имеют свой теоретический и практический ресурс возможностей. Теоретический ресурс возможностей для напорной фильтрации составляет 50% от геологических запасов, а практический и того меньше. В зависимости от условий залежи и химико-физических свойств запасов эти значения далеки от теоретических значений.

Материалы и методы
Опыт внедрений. Обработка результатов опытно-промышленных работ и экспериментальных исследований.

Ключевые слова
добыча, нефть, запас, новые технологии

На многих старых месторождениях возможности напорной фильтрации почти исчерпали свой ресурс возможностей. Дальнейшее ведение работ на этих месторождениях, становится экономически не целесообразным. До сих пор это решалось увеличением цены на нефть и сжиганием оборотных средств у потребителей нефтепродуктов. Что в свою очередь привело к кризису.

Становится актуальной проблема извлечения из нефтеносных пластов месторождений максимального количества геологических запасов имеющихся в пластах, при приемлемых затратах, обеспечивающих хоть какую рентабельность. Величина извлекаемых запасов колеблется в широких пределах (от 7–12% до 30–40%) и определяется не только геологическими условиями залежи, но и технологическим способом разработки месторождений, обеспечивающим те или другие доступные для данного способа значения коэффициентов извлечения нефти (КИН). Этими значениями выработки геологических запасов и ограничены традиционные способы разработки.

До недавнего времени считалось, что извлечение остаточной нефти невозможно вообще, по причине её неподвижности в пласте и отсутствия технологий для извлечения. Да, это так и было. Поэтому, в мировой практике огромные запасы (от 50 до 90%) углеводородного сырья остаются недоступными для разработки и не выработанными в полной мере.

Для реализации проектов более глубокой выработки геологических запасов требуется новизна, высокая технологическая и экономическая эффективность, заключающаяся в кардинальном изменении не только традиционного подхода к разработке нефте насыщенных коллекторов, но и законов фильтрации. Законы гидравлики далеки от естественных законов фильтрации нефти в пласте. Установлено опытом исследований.

В основе традиционного способа разработки лежат законы макро гидродинамики, где определяющую роль играют вязкость флюидов и геометрия поровых каналов породы коллектора. Традиционные технологии исчерпали свой ресурс и не в состоянии решить проблему извлечения трудно извлекаемых запасов даже теоретически.

Создание новых технологий базируется на новых, глубоких фундаментальных знаниях, коренным образом изменяющим представление о нефтяном коллекторе. Коллектор представляет собой сложную энергетическую систему, где определяющую роль играют не только физические силы, но и силы межмолекулярных и межатомных взаимодействий, а также энергии динамических процессов движения флюидов. А это уже элементы нона технологий, обеспечивающие качественный скачок в уровне знаний и эффективности их использования. На новых теоретических, технических и технологических решениях. Новых наукоемких технологиях разработки нефтегазовых месторождений на основе полной теории фильтрации. Таким критериям удовлетворяют технологии электрофизического воздействия на нефтяные пласты. Позволяющие, не только увеличивать продуктивность скважин и извлекать остаточную нефть, из выработанных структур. Производить синтез необходимых химических соединений. Способствующих более полному извлечению углеводородов и сопутствующих редкоземельных элементов, стоимость которых, как показывает опыт, может превышать стоимость нефти в десятки раз. Вот оказывается, где решение проблем нефтеотдачи, на новом уровне знаний.

Технология электрофизического воздействия может рассматриваться как естественное и необходимое усовершенствование технологии разработки нефтяных и газовых месторождений. Как методика использования общей чувствительности горных пород нефтяного коллектора к электрической энергии. Модулированной и конфигурированной таким образом, чтобы использовать определенные, задаваемые физические, химические и динамические характеристики нефтеносного коллектора и флюидов находящихся в нем. Для регулирования и управления процессами, происходящими в нефтеносном пласте, с целью интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи. Учитывая, что воздействие электрической энергии на нефтеносный коллектор имеет широкий спектр проявлений, как положительных, так и отрицательных. Без знания, которых, невозможно получить желаемый результат.

При наличии соответствующих методик и правильно установленных режимов воздействия, можно получить желаемые технологические эффекты для интенсификации добычи, управления фильтрационными потоками в пласте, увеличение нефтеотдачи. Таким способом повысить коэффициент извлечения нефти кратно. Для трудно извлекаемых нефтей, значение которого низкое, в несколько раз. Позволяет продлить сроки рентабельной разработки нефтяных месторождений, снизить себестоимость добычи нефти. При относительно небольших дополнительных капвложениях, по сравнению с другими способами повышения нефтеотдачи, которыми подобных значений достичь просто невозможно.

Реализация технологических решений требует наличия соответствующей квалификации у специалистов и обслуживающего персонала. Дополнительных капвложений по обустройству и сервисному обслуживанию оборудования и скважин. Со старыми знаниями уже нет прогресса.

На сегодня это единственный способ позволяющий извлекать остаточную нефть, приемлемый в техническом, технологическом и экономическом плане. Обеспечивающий: снижение себестоимости добычи нефти, получение дополнительной добычи нефти за счет не извлекаемой части геологических запасов. Увеличение ресурсной базы нефтедобывающих компаний не менее чем в два раза. Увеличение сроков рентабельной разработки месторождений, увеличение числа рабочих мест в «старых» нефтедобывающих районах с развитой инфраструктурой, защита экологии в районе разработок.

Учитывая, что фактические запасы углеводородов на Земле ограничены и иссякают по мере потребления, возможность получения дополнительно остаточной нефти из выработанных структур может отодвинуть время энергетического нефтяного коллапса. Возможность более глубокой выработки геологических запасов является жизненной необходимостью для всей цивилизации. Объективная реальность.

Для выполнения работ на скважинах компания располагает передовыми разработками в области интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на основе элементов нона технологий. Опытом от теоретических и лабораторных до практических исследований в течении 25 лет. Предприятие располагает методиками: подбора оборудования скважин, подбора режимов электрофизического воздействия, управления технологическими процессами разработки месторождений, контроля за работой оборудования.

Итоги

Предприятием на территории Российской Федерации проведены опытно-промышленные работы более чем на 20 месторождениях в различных геологических условиях на различных типах пластовых вод и с разными физико-химическими свойствами нефтей, на разных стадиях разработки месторождений. Эффективность метода устанавливается во всех случаях. Тяжелая нефть плотностью 990–1004 кг/м^3, извлекается без проблем. Проблемы отложений в НКТ и трубопроводах исключаются вообще.

Экономические расчеты результатов опытно-промышленных работ показывают высокую эффективность мероприятий и быструю окупаемость дополнительных капвложений.

Выводы

Решение проблем нефтедобычи и повышения нефте отдачи пластов имеется и находится на новом уровне знаний и технологий.

ENGLISH **GEOLOGY**

New methods of enhanced oil recovery

UDC 622.276 + 551

Authors:
Fedor L. Malyshko — general director[1]; malishkofl@mail.ru

[1]Innovative oil company "Raduzhnyy Oil Service" (ROS), Raduzhnyy, Russian Federation

Abstract

Nowadays, conventional oil production technology and enhanced oil recovery in the world are based on the use of physical methods that have their theoretical and practical resource features. Theoretical resource opportunities for pressure filtration is 50% of geological reserves, but a practical and less. Depending on the deposit and the chemical and physical properties of these value stocks are far from theoretical values.

Materials and methods

Experience of implementation. Processing of the results of pilot projects and experimental research.

Results

Enterprise in the territory of the Russian Federation carried out pilot projects for more than 20 fields in different geological conditions in different types of formation water with different physical and chemical properties of oil, in various stages of field development. The effectiveness of the method is established in all cases. Heavy oil density 990–1004 kg/m^3 removed without problems. Sediment problems in the tubing and piping are eliminated altogether. Economic calculations of the results of pilot projects show the high efficiency of activities and more rapid return on capital investments.

Conclusions

Solution to the problems of oil production and increase oil recovery enhancement and there is a new level of knowledge and technology.

Keywords

mining, oil, stock, new technologies

на правах рекламы

Мембранные технологии «Тегас» для подготовки углеводородных газов

И.В. Ворошилов
генеральный директор[1]

А.В. Юрьев
коммерческий директор[1]

[1]промышленная группа Тегас
info@tegas.ru

«ТЕГАС» — ведущий российский производитель и поставщик компрессорного оборудования, газоразделительных установок, станций сжатия и утилизации природного газа. Имеет собственное производство полного цикла, высококвалифицированный персонал, активно развивает науку и технику, постоянно участвует в профильных научно-практических мероприятиях.

Ключевые слова
компания «Тегас», самоходные азотные станции ТГА, модульные компрессорные станции, аренда азотных установок, ККЗ, Краснодарский Компрессорный Завод, сервисное обслуживание компрессорного оборудования, МКС, ПНГ

Тегас разрабатывает и производит:

- Воздушные и азотные компрессорные станции (самоходные, блочно-модульные, стационарные)
- Компрессоры (воздушные, газовые, бемаслянные, дожимающие)
- Кислородные станции
- Станции сжатия, утилизации и осушки ПНГ
- Углекислотные установки

Наши услуги:

- Сервисное обслуживание, поставка запчастей, ремонт любой сложности.
- Аренда воздушных и азотных компрессорных станций
- Обучение персонала работе с оборудованием.
- Модернизация компрессорных станций.

Разделение углеводородных газов

В настоящее время подготовка природного газа, попутного нефтяного газа, шахтного метана и биогазов к транспортировке по газотранспортным сетям и непосредственному использованию, является особо актуальной технологической задачей, которая требует внедрения надежного и высокотехнологичного оборудования.

Производство компрессорного оборудования для нефтегазовой отрасли является приоритетным направлением компании «ТЕГАС». Переработка ПНГ — это неотъемлемая часть энергопользования. На основе многолетнего опыта, наша компания постоянно разрабатывает и внедряет собственные технологические решения в области нефтегазового оборудования. Это позволяет разработать решения для задач разделения газов с наибольшей экономической эффективностью.

В оборудование компании «ТЕГАС» применяются самые передовые мембраны, обеспечивающие уникальный спектр возможностей в области разделения газов. Они обладают высокими разделительными характеристиками по таким парам газов, как: H_2O/CH_4, H_2S/CH_4, CO_2/CH_4, CO/CH_4, He/CH_4, H_2/CH_4. Мембраны устойчивы к воздействию любых компонентов попутного нефтяного газа (ПНГ), включая углеводороды C6-C10 и сероводород, не подвержены пластификации.

Совокупность этих свойств делает мембранную технологию «ТЕГАС» уникальной и применимой для подготовки любых углеводородных газов. На основе мембраны разработаны модули и технические решения по подготовке природного и попутного нефтяного газа к трубопроводному транспорту, а также биогазов и шахтного метана к использованию.

Наша мембранная технология подготовки углеводородных газов позволяет решить все задачи в одной станции подготовки газа (компримирование, осушка по воде и углеводородам, снижение содержания сероводорода, меркаптанов, диоксида углерода). При этом все нежелательные примеси концентрируются в зоне низкого давления (пермеате), а подготовленный продуктовый газ выходит из установки без потери давления и объема (не более 1%). Схема распределения потоков в мембранном модуле приведена на рис. 1.

Преимущества данной технологии:

- простота управления
- доказанный практикой ресурс мембран
- отличная удельная производительность
- высокая селективность
- терпимость к колебаниям характеристик входящего потока
- стойкость к твердым частицам
- химическая стойкость
- быстрый запуск/остановка
- несложная модификация при изменении требований
- минимальные затраты времени и средств на установку
- не требует внимания со стороны оператора
- минимальное обслуживание
- минимум вспомогательного оборудования
- небольшая площадь для размещения установки

Конструкция мембранной системы позволяет ей легко подстроиться к значительным изменениям в составе газа и скорости потока.

В большинстве случаев использования мембран для CO_2 тяжелые углеводороды должны быть предварительно удалены либо должна поддерживаться достаточно высокая рабочая температура (65–100°C) мембраны, чтобы избежать их конденсации. Эти углеводородные жидкости вызывают замедление скорости потока. Крупным достоинством мембранных систем «ТЕГАС» является их способность работать при температурах выше 95°C. Это позволяет решать проблему конденсации и снимает необходимость тщательной предварительной подготовки попутного газа.

Задачи подготовки газа для закачки в газотранспортные системы, решаемые с помощью газоразделительных систем «ТЕГАС», делятся на две группы:

- задачи, где необходима значительная корректировка температуры точки росы

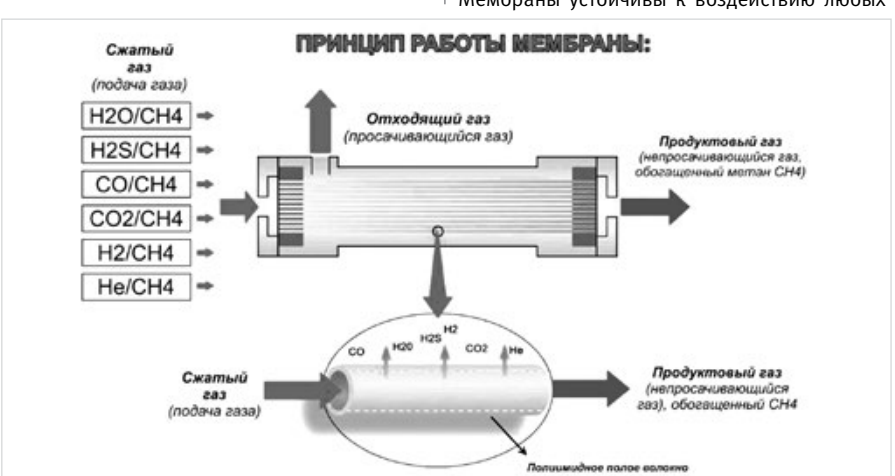


Рис. 1 — Схема газоразделения

(ТТР) по воде и углеводородам и/или доведение до требуемых значений остаточного содержания сернистых соединений.
- и задачи, где преимущественно требуется осушка газа по воде и, возможно, незначительная (на 3–8°С) корректировка ТТР по углеводородам.

Для каждой из указанных задач разработан свой тип мембранных модулей, максимально отвечающий их специфике. Задачи первого типа предполагают достаточно значительную долю газа, отбираемую в пермеатный поток (до 20–35%).

Для повышения выхода подготовленного газа разработаны схемы с рециклом. Одна из возможных схем приведена на рис. 3. Такая схема позволяет провести подготовку 100% поступающего на установку газа, и реализуема при условии, если подготавливаемый газ не соответствует требованиям только по содержанию влаги (ТТР по воде). В случаях, когда необходимо также незначительное снижение ТТР по углеводородам и/ или снижение содержания CO_2, часть пермеатного потока должна выводиться из рецикла для избегания накопления в нем мало- или неконденсирующихся компонентов (CO_2, пропан).

В подавляющем большинстве случаев пермеатный поток может быть использован непосредственно на площадке в качестве топливного газа для приводов компрессоров и на другие собственные нужды. При этом выход подготовленного газа может составлять 95–98%, а сброса газа на факел не предусматривается в принципе. Мембранные установки для подготовки газа к транспортировке по газотранспортной системе (ГТС) могут работать при давлении вплоть до 8,2 МПа. В стадии разработки находятся модули для работы под давлением до 8,5 МПа.

Компанией «Тегас» успешно пройдена сертификация по системе «Газпромсерт», а также на основе пройденной аккредитации, оборудование рекомендовано к использованию для применения на объектах ОАО «Газпром». Успешно реализуются проекты по внедрению компрессорных комплексов, для подготовки природного и попутного газов до необходимых требований.

Рис. 2 — Процесс газоразделения

Мембранные станции «ТЕГАС» для подготовки углеводородных газов позволяют осуществлять компримирование, подготовку и осушку:
- Природного газа
- Попутного нефтяного газа
- Шахтного метана
- Биогаза

Для подготовки и осушки природного газа и ПНГ, «ТЕГАС» предлагает использовать станции собственной разработки и производства — МКС.

МКС — это мобильные компрессорные установки, смонтированные на базе морского 20(40) футового контейнера (рис. 5), либо контейнера собственного производства. Эти станции предназначенные для сжатия различных газов, осушки и подготовки их перед использованием. Этот формат размещения позволяет применить в станции большое количество полезного оборудования, при этом обеспечив высокую мобильность. Позволяют минимизировать материальные и временные затраты на промышленную установку, а также существенно снизить потенциальную возможность ошибок при монтаже всей конструкции. Установка встраивается в производственную цепочку и так же легко демонтируется при необходимости. Подготовка площадки сводится к устройству бетонной опоры и установке соответствующих технологических линий и линий питания. Подключение к предварительно собранной системе обычно не требует остановки производства. Для каждого конкретного месторождения разрабатываются

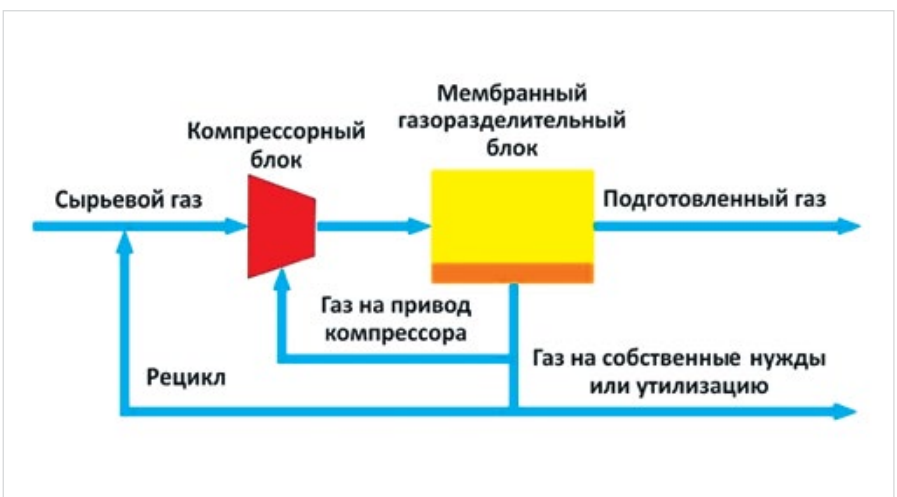


Рис. 3 — Двухступенчатая схема подготовки газа с рециклом

Блочно-модульная станция на объекте

Блочно-модульная станция

индивидуальные технологические схемы, учитывающие особенности состава газов и наличия транспортной инфраструктуры.

Установки компании «Тегас» позволяют проводить осушку и подготовку ПНГ до требований, при которых возможна его передача на ГПЗ для дальнейшей переработки. При этом, значительно снижаются затраты на его обогрев в процессе транспортировки. Помимо этого, станции могут применяться для осушки природного газа при заборе из хранилищ, перед последующей транспортировкой потребителям, сборе и подготовке шахтного газа, для использования в промышленных и бытовых целях.

В станциях «ТЕГАС» газ подготавливается классическим методом сепарации на входе, с точками росы не выше +30°С (при этом потери газа составляют не более 1% от общей массы, который потребляется газопоршневыми двигателями и обогревателями системы). Станции позволяют удалять CO_2 и H_2S из природного газа (а также водорода, гелия, аргона и др.) для повышения общей качественной массы.

Рис. 4 — Применение станций МКС

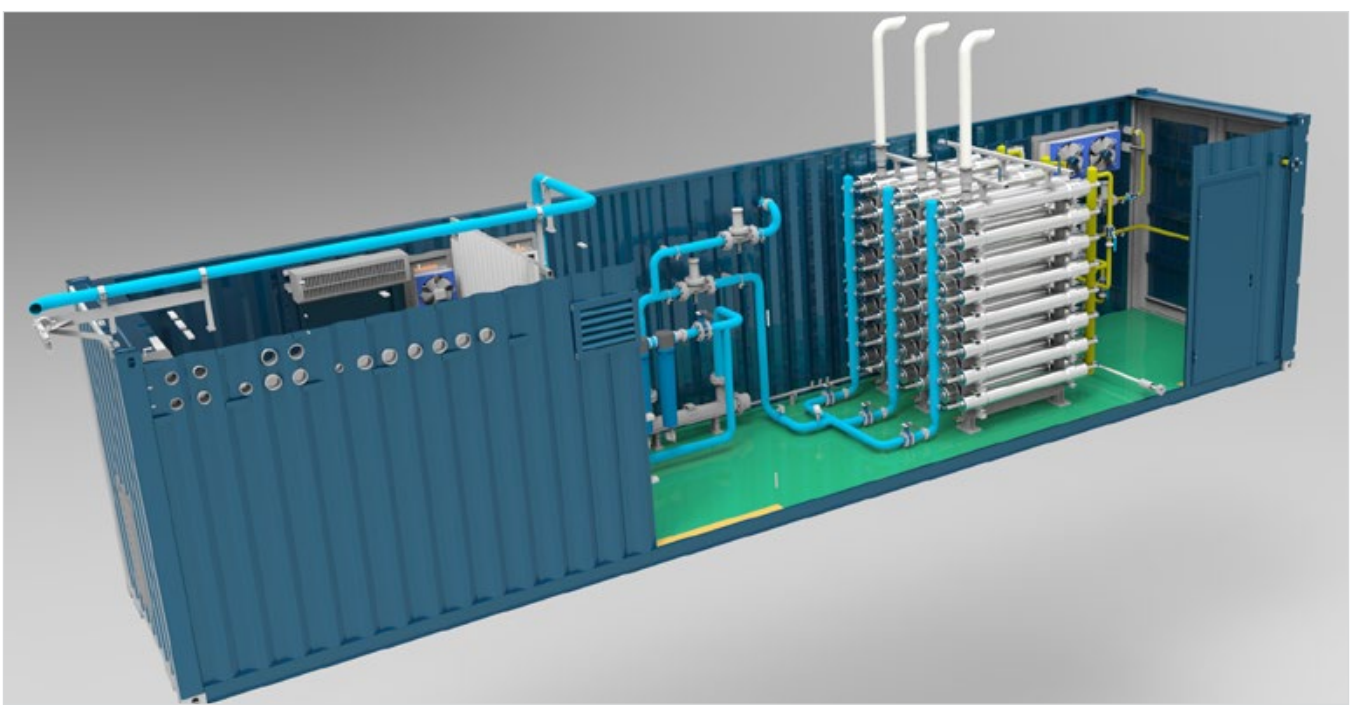


Рис. 5 — Схема станции МКС (40 футовый контейнер)

Готовые решения

Мобильная компрессорная станция МКС 833/78 осуществляет компримирование и осушку газа с использованием мембранной технологии «ТЕГАС».

Исходные данные объекта применения:

- Производительность сырьевого газа — 30000–50000 нм³/час.
- Давление, Мпа (изб.) — 8,16.
- Температура газа — +35°С.
- ТТР по воде — +24°С.
- ТТР по углеводородам — -10°С.

1. Комплект поставки:
   а. Циклонный сепаратор С1, С2.
   б. Система фильтрации сжатого воздуха (рабочая + резервная).
   в. Модуль автоматического управления установкой;
   г. Газоразделительный блок.
   д. Компрессор газопоршневой (рабочий + резервный).
   е. Комплект трубопроводов и арматуры (запорная, регулирующая, предохранительная);
   ж. Блок-бокс теплоизолированный, оборудованный системами вентиляции, электроотопления, освещения, силовым щитом (4 шт.)
   з. Аппарат воздушного охлаждения (АВО).
2. Рабочее и аварийное освещение блок-бокса выполнено светильниками с лампами ДРЛ или светодиодными лампами в соответствии со СНиП 23-05-95.
3. Цветовое исполнение контейнера согласовывается с Покупателем.
4. Комплект технической документацией: руководство по эксплуатации на станцию; паспорта на станцию, узлы и отдельные агрегаты на русском языке; схемы монтажные, электрические и автоматики; спецификация приборов КИПиА.

Все оборудование станций имеет сертификаты соответствия нормативным документам РФ, сертификаты соответствия с правилами применения технических устройств на опасных производственных объектах, паспорта, инструкции по эксплуатации. Кроме того, сертификаты соответствия оборудования требованиям промышленной безопасности, разрешение на применение Ростехнадзора РФ.

«Тегас — Дыхание Ваших технологий!»

Компания «ТЕГАС» г. Краснодар
тел.: +7 (861) 299-09-09
e-mail: info@tegas.ru www.tegas.ru

ККЗ (Краснодарский Компрессорный Завод)
info@kkzav.ru www.kkzav.ru

УДК 681.2

на правах рекламы

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов
магистр физики, начальник отдела продаж[1]
Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина
генеральный директор[1]
Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]ООО «РВС», Санкт-Петербург, Россия

Компания ООО «РВС» основана в 1996 году и на сегодняшний момент является высокоэффективной, динамично развивающейся, перспективной компанией, которая зарекомендовала себя в качестве надёжного поставщика продукции высокого качества и широкого спектра назначения, от единичного сита до высокотехнологичных мебельных систем, от сушильного шкафа до лазерного анализатора размеров частиц.

Материалы и методы
Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова
анализаторы серы,
анализаторы грансостава

ООО «РВС» является официальным авторизированным дилером целого ряда ведущих Европейских компаний — производителей лабораторного оборудования. С нами сотрудничают такие предприятия как ОАО «Уралкалий», ОАО «Беларуськалий», ОАО «ГМК «Норильский никель», ОАО «Северсталь», ОАО «НМЛК», ЗАО ТД «Оргхим», ОАО «Гипроспецгаз» и многие другие.

Компания ООО «РВС» может предложить оборудование для нефтегазовой промышленности от Японской компании HORIBA, которое необходимо как на начальном этапе разведки недр, так и на конечном при анализе полученного сырья.

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведывании недр. Благодаря двум лазерным источникам света прибор может анализировать как миллиметровые пески/супеси от 3мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01мкм. Конструкция прибора состоит из измерительной ячейки, лазеров и приёмных детекторов. Частицы породы циркулируют в жидкости по закрытому контуру через измерительную ячейку. Лазерные лучи направлены на ячейку, за которой расположены регистрирующие детекторы, свет, рассеянный пропорционально размеру частиц, фокусируется на них. По распределению рассеянного света, при помощи теории Ми, рассчитываются распределение частиц по размерам.

Данный прибор успешно эксплуатируется в таких компаниях как ТрестГРИИ, ОАО «Гипроспецгаз», ОАО «Энергопроект», Тюменский нефтяной научный центр, компаниях специализирующихся на инженерных изысканиях!

Для анализа серы в нефти и нефтепродуктах компания HORIBA разработала линейку анализаторов серы SLFA включающую в себя: SLFA-20, SLFA-2100/2800, SLFA — UV21ANS.

SLFA-20 разработан специально для удовлетворения современных требований измерения низких концентраций серы в топливе, нефти и нефтепродуктах. Благодаря использованию технологии рентгеновской флюоресценции стало возможным проводить точные и быстрые измерения в соответствии со стандартом ASTM D4294 (USA) как в лаборатории, так в полевых условиях.

Этот компактный анализатор имеет диапазон от 0 до 5% общей серы, с наименьшим пределом детектирования в 20ppm и повторяемости в 15ppm. Точность обеспечивается запоминанием до 5 калибровочных кривых, буквенно-цифровая клавиатура позволяет идентифицировать образцы.

SLFA-2100/2800 конструировался специально под сегодняшние нужды измерения низких концентраций серы в бензине, дизеле и реактивном топливе.

Используя рентгеновскую флуоресцентную технику анализа, могут быть получены быстрые и точные результаты в соответствии со стандартным методом определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах с помощью энергодисперсионной рентгеновской люминесцентной спектрометрии ASTM D4294-10.

Предел определения в 5ppm серы приводят Вас в новую область чувствительности измерения. Высокочувствительные анализаторы HORIBA делают быстрые и точные анализы образцов топлива от самых низких концентрациях серы до высоких, а также образцов любых производных, начиная с бензина и заканчивая нефтью. Большой, для лёгкого чтения, LCD дисплей, простые кнопки управления, буквенно-цифровая клавиатура и другие отличительные характеристики делают серию анализаторов серы SLFA-2100/2800 простыми в использовании.

SLFA-2800 имеет автоматическую поворотную площадку для измерения до восьми образцов в автоматическом режиме, SLFA-2100 имеет возможность измерять только один образец.

Анализатор серы HORIBA SLFA-UV21A является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения

Рис. 1 — SLFA 20

Рис. 2 — SLFA-UV21 ANS с PC

сверхмалых концентраций серы в различных видах топлива, дизеля и кровельных материалах.

Комбинация многолетних исследований компании HORIBA в анализе серы и проверенная технология атмосферного детектора серы создали революционную технологию анализа с высокой точностью и чувствительностью. SLFA-UV21A отвечает стандарту ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

Используя метод ультрафиолетовой флюоресценции удалось достигнуть низкого уровня детектирования около 30ppb и большого диапазона измерений от 30ppm до 1wt%.

Предел детектирования серы в 30ppb открывает новые реалии в чувствительности измерений. Высокочувствительный анализатор HORIBA делает быстрый и точный анализ лёгкого топлива, начиная от бензина и до лёгкой нефти. Программное обеспечение, работающее в среде Windows позволяет легко производить измерения и варьировать различные функции.

Итоги

Анализ низкого уровня азота теперь возможен благодаря признанной технологии хемилюминесцентного детектора азота HORIBA.

Выводы

Таким образом, большой выбор анализаторов серы и анализаторов размеров частиц в нефтепродуктах японской компании HORIBA позволяет быстро и качественно осуществлять контроль качества различных нефтепродуктов.

Рис. 3 — LA950 V2 with DryUnit

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:
Andrey V. Gerasimov — Master of Physics, Head of Sales[1]; Gerasimov@rvs-ltd.ru
Irina V. Tyabina — General manager; Tyabina@rvs-ltd.ru[1]

[1]RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

RVS company was founded in 1996 and today it is a highly efficient, dynamic, forward-looking company that has established itself as a reliable supplier of high quality products and a wide range of purposes, from a single screen to high-tech furniture systems, from the oven to the laser particle size analyzer.

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

Analysis of low levels of nitrogen is now possible due to an appreciation of the chemiluminescent nitrogen detector HORIBA.

Conclusions

Thus, a wide range of sulfur analyzers and particle size analyzer for petroleum products HORIBA Japanese company to quickly and accurately monitor the quality of various petroleum products.

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

УДК 550.3

Прогнозирование ФЕС коллекторов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием комплекса DV-SeisGeo

З.Н. Жемжурова
канд.г.м. наук, гл. геофизик отд. DV-технологий[1]
Dv_zhemzhurova@cge.ru

В.А. Чекунова
вед. геофизик отд. DV-технологий[1]
Dv_checunova@cge.ru

С.Л. Трегуб
вед. инженер отд. DV-технологий[1]
s_tregub@yahoo.com

[1]ЦГЭ, Москва, Россия

В статье описывается решение одной из актуальных задач геологического моделирования — прогнозирование физических свойств продуктивных коллекторов по комплексу сейсмических и скважинных данных, на примере отечественного программного комплекса DV-SeisGeo. Приводится описание технологии работы с одной из реализаций нейронных сетей Кохонена, самоорганизующимися картами, которая позволяет оценить возможности данного инструмента и использовать полученную информацию для формирования критериев выбора и обработки входных данных, создания структуры нейронной сети и способов анализа результатов прогнозирования.

Материалы и методы
Интерпретация и обработка данных 3D сейсморазведки, интерпретация и обработка данных ГИС.

Ключевые слова
программное обеспечение, кроссплот, цветокодирование, трендовая карта, карта запасов, регрессионная зависимость, корреляция, геологическая модель, нейронные сети, сейсмические атрибуты

В настоящее время, в связи с повсеместным внедрением в производстве программных комплексов построения трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, расширяются функциональные возможности технологий прогнозирования физических свойств коллекторов, позволяющие учитывать особенности геологического строения объекта моделирования. Для оценки и анализа особенностей современных технологий прогнозирования нами использовался отечественный программный комплекс создания и поддержки многомерной многопараметровой модели залежи природных углеводородов «DV-SeisGeo», созданный в Центральной геофизической экспедиции под руководством А.С. Кашика на базе уникальных вычислительных алгоритмов, разработанных Федоровым А.Л. [10, 13].

Этап прогнозирования является ключевым моментом, определяющим результаты литолого-петрофизического моделирования, выполняемого на базе предварительно созданного структурного каркаса объекта моделирования. Именно на этапе прогнозирования выбираются вычислительные алгоритмы на основе личного опыта и результатов формализации априорной геолого-геофизической информации. Итог подобной формализации — ряд цифровых характеристик обобщенного многопараметрового образа объекта моделирования — «принципиальной модели».

В настоящее время, помимо формирования представления о геологическом строении объектов моделирования, принципиальная геологическая модель позволяет изучать взаимосвязи пространственного изменения ФЕС коллекторов с историей тектонического развития региона [7]. Применение таких видов исследований, как палеотектонический, седиментационный и сейсмофациальный анализ, многофакторный корреляционный анализ и геостатистические вычисления, нейронные сети, предоставляет возможность заменить чисто интуитивные представления геолога фактически существующими закономерностями. Варианты аналогичных построений рассматриваются в работах Билибина, Гаврилова, Закревского, Перепечкина, Кавуна и др. [4, 5, 6, 8, 11]. Прежде всего исследователями отмечается, что параметрические модели, рассчитанные для объектов сложного геологического строения путем преобразования сейсмических параметров в фильтрационно- емкостные характеристики методами корреляционного анализа, не позволяют получить надежную информацию о генезисе и структурно-тектоническом строении нефтегазовых залежей [2, 9], Это объясняется тем, что кроссплоты, используемые для расчета корреляционных зависимостей, фактически являются всего лишь срезами (плоскими проекциями) объемных множеств коррелируемых параметров в многомерных пространствах.

Из используемых методов прогнозирования наиболее перспективным является метод «нейронных сетей», поскольку он обеспечивает исследование комплексного влияния на фильтрационно-емкостные характеристики геологического объекта любого количества физических параметров среды. Результаты расчета прогнозируемых параметров с помощью нейронных сетей соответствуют реальному диапазону значений

Рис. 1 — Алгоритмическая схема прогнозирования ФЕС с использованием карт СОК в пакете DV-SeisGeo

входных данных, в отличие от методов регрессионного анализа [3, 7, 12]. На рис. 1 приводится функциональная схема вычислений, реализуемых в пакете DV-SeisGeo при решении задач прогнозирования ФЕС, на базе одной из разновидностей нейронных сетей — самоорганизующихся карт Кохонена (сокращенно СОК).

Данная схема включает основные этапы работы с самоорганизующимися картами Кохонена: кластеризацию (разбиение геологического объекта на классы по совокупности свойств), статистическую оценку характеристик данных классов и использование полученных данных для создания трендовых карт прогнозируемых свойств. Расчет тренда представляет собой картирование по площади зон распространения выделенных классов с осредненными по ним геолого-геофизическими характеристиками. Полученные таким образом тренды далее используются в процессе интерполяции скважинных данных на узлы трехмерной структурной сетки геомодели. Выбор структуры нейронной сети зависит и от решаемых научно-методических задач, и от геологических особенностей изучаемого объекта, и от имеющегося в распоряжении пользователя набора исходных данных.

Данная алгоритмическая схема была реализована на одном из месторождений Западной Сибири, на базе геолого-геофизических и промысловых данных по продуктивному терригенному комплексу даниловской и тюменской свит нижнеюрских отложений (далее на рисунках пласты P2 и T).

На этапе подготовки данных по скважинам были рассчитаны характеристики ФЕС по объекту моделирования. По исходному сейсмическому кубу были вычислены кубы основных сейсмических атрибутов, зависящих от акустических свойств разреза: амплитуды, частоты, фазы, псевдоакустики. По кубам атрибутов были рассчитаны соответствующие карты в интервале продуктивных пластов P2 и T, сформированных в сходных условиях осадконакопления.

Что касается выбора атрибута, наиболее тесно связанного с нефтегазонасыщенностью, следует учитывать, что на картину сейсмического волнового поля влияют одновременно все физические свойства залежи углеводородов. Как отмечено в опубликованных работах, в продуктивных терригенных пластах может возникнуть такое сочетание геологических свойств, которое аналогичным образом отображается и в водоносных коллекторах [1]. То есть для различных геологических объектов не может существовать общих и единых закономерностей сейсмического волнового поля, отображающих изменение типа флюида, насыщающего коллектора. При анализе комплекса сейсмических и скважинных данных по рассматриваемому геологическому объекту был выбран, в качестве наиболее информативного, параметр, характеризующий диапазон вариаций значений амплитудного куба. В продуктивных зонах этот параметр минимален, что соответствует крайне слабой дифференцированности сейсмотрасс, а в разломных зонах и водоносной части разреза, где наблюдается более четкий характер отражений, — максимален (рис. 2). Для данного тонкослоистого объекта это может быть объяснено тем, что при мощности коллекторов, значительно меньшей длины волны, на сейсмическом разрезе фиксируются отражения, контрастность которых снижается за счет разнонаправленных эффектов от частого чередования литологических границ, смены типа флюида и т.п. Аналогичные выводы приведены в работе Кондратьева [12], где подобное явление рассматривается, как следствие интерференции сейсмических отражений на границах коллекторов малой мощности. По материалам нижнеюрских отложений Нежданной площади Западной Сибири также констатируются аналогичные особенности сейсмического волнового поля вследствие интерференционных явлений [14]. Как считает Цибулин [14], такой рисунок записи характерен для нижнеюрских отложениях отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна, формировавшихся в результате денудационных процессов: происходивших на палеовыступах фундамента, и является одним из основных поисковых признаков при оценке нефтегазоносности.

В рассматриваемом примере выбрано 5 сейсмических атрибутов, по которым исследуемый объект на первом этапе работы с нейронными сетями был разбит на ряд самостоятельных классов (создание аналога лито-фациальной карты). При этом кластеризация выполнялась в условном пятимерном пространстве, где координатные оси характеризуют изменения каждого из пяти сейсмических атрибутов. Если снять с каждой атрибутной карты значение в любой i-точке по площади (x,y), то полученные 5 чисел будут характеризовать одну из точек Mi(x1,x2,x3,x4,x5), как вектор в 5-мерном пространстве. Таким образом, весь набор входных данных фактически представляет

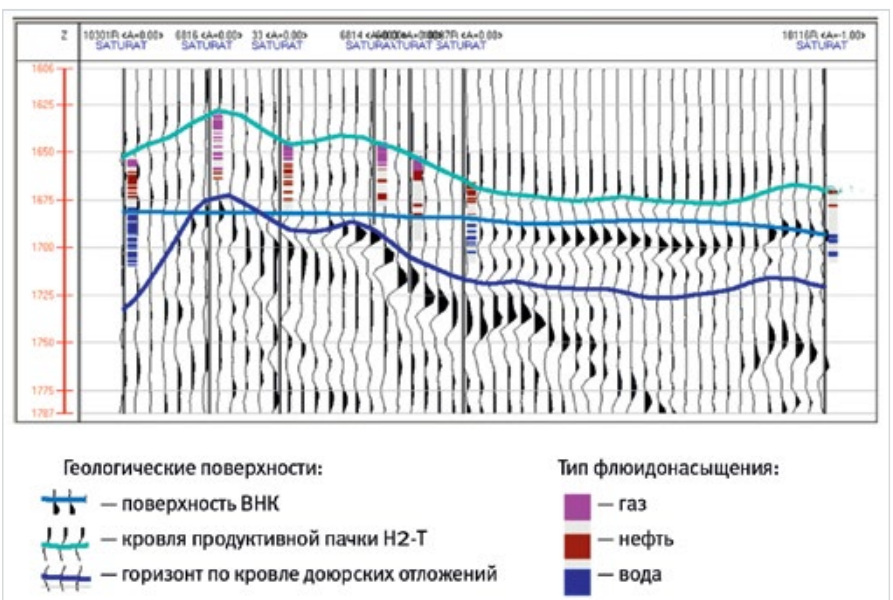


Рис. 2 — Изменение картины сейсмического волнового поля в пределах продуктивной пачки относительно поверхности ВНК

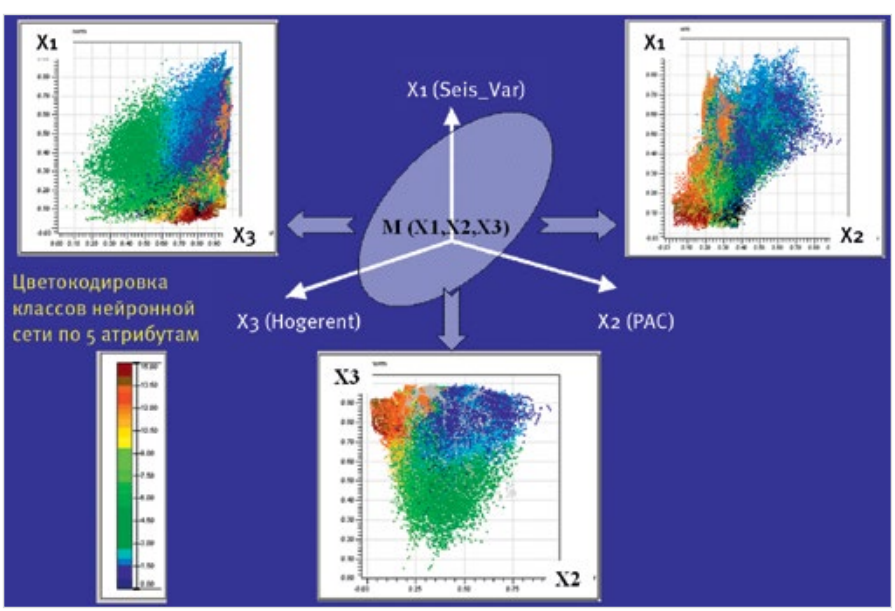


Рис. 3 — Визуализация результатов кластеризации объекта моделирования (продуктивного комплекса P2-T) в трехмерном пространстве сейсмических атрибутов

некое объемное облако точек Mi. Неформально говоря, нейронные сети в данном случае используются для «аппроксимации» этого облака точек гораздо более меньшим набором точек — нейронами выбранной нейронной сети. «Приписывая» точки из облака к ближайшему нейрону, можно получить разбиение этого облака на кластеры.

Количество выходных классов (число нейронов) подбирается пользователем, исходя из представления о дифференцированности свойств осадочного комплекса по площади. Так, для данного примера экспериментальным путем было выбрано значение 16. В процессе кластеризации определялось оптимальное положение каждого из нейронов в облаке входных данных, при этом статистически оценивалось тяготение к нему ближайших входных точек, в зависимости от задаваемого радиуса. В итоге размеры окрестности (в масштабах входных атрибутов) вокруг каждого нейрона определяют диапазоны свойств соответствующего класса по всем координатным осям (входным атрибутам). Поскольку пятимерное пространство не представляется возможным визуализировать, на рис. 3 проиллюстрированы результаты кластеризации в трехмерном пространстве по трем сейсмическим атрибутам (X1 — вариации сейсмических амплитуд, X2 — значения псевдо-акустического куба, X3 — средне-взвешенные значения по кубу когерентности). Облако множества входных точек спроектировано на координатные плоскости этого трехмерного пространства: X1-X3, X1-X2, X2-X3. Цветокодирование данных выполнено по результатам кластеризации, то есть каждому классу соответствует нейрон с собственным порядковым номером, распознаваемым по соответствующей палитре.

Как следует из рис. 3, каждый из выделенных классов имеет собственную конфигурацию в пространстве атрибутов и соответствующие атрибутные характеристики. Результаты кластеризации отображаются с помощью таблицы (рис. 4), автоматически создаваемой пакетом DV-SeisGeo.

В приводимой таблице построчно описаны следующие характеристики классов, выделенных по исследуемому объекту:

- Code — числовой индекс класса (соответствующего нейрона),
- I и J — координаты каждого из нейронов в условном пространстве с осями I и J, которые формируют порядковый номер нейрона, или соответствующего класса (см рис. 3).
- PAC2, HOG2, VAR2, FREQ2, AMP2 — среднестатистические значения сейсмических атрибутов.

Следующий этап работы с картами СОК заключался в обработке скважинных данных по каждому из выделенных классов. Выборка скважинных и сейсмических данных (вне нейронной сети) для задач прогнозирования ФЕС традиционно осуществляется по линейным коэффициентам корреляции исследуемых параметров [2]. Поскольку прогнозируемые физические свойства в реальной геологической среде изменяются одновременно и корреляционные зависимости между ними являются фактически многомерными, коэффициенты корреляции для парных сопоставлений обычно ниже допустимых. По объекту моделирования наличие тесной связи с песчанистостью и нефтенасыщенностью (коэффициент корреляции близок к значению 0.6) отмечается только для атрибутов, рассчитанных по исходному сейсмическому кубу, кубу амплитуд и кубу PAC. На характере остальных регрессионных связей сказывается низкий вклад выбранных параметров ФЕС в итоговое изменение атрибута по площади. Несмотря на низкие значения коэффициента корреляции, следует включать в кластерный анализ атрибуты, рассчитанные по кубам когерентности и мгновенных фазовых значений, поскольку они несут информацию о наличии тектонических нарушений и непрерывности физических свойств пород по площади.

Таким образом, выполняемая нейронными сетями кластеризация констатирует разбиение объекта именно по группе свойств, обеспечивая создание карты распределения классов по площади. Отсюда вытекают различные варианты распознавания этих классов по результатам статистической обработки имеющихся скважинных данных. В частности, на рис. 5, помимо карты результатов кластеризации (рис. а), показан результат оценки коэффициента нефтегазонасыщенности по выделенным 16 классам (рис. б). Соответствующие кроссплоты, построенные в условных координатах I и J (порядковых номеров нейронов, или классов), отображают цветокодированные номера этих классов (рис. а) и средневзвешенные по классам значения Кнг (рис. б). Отсутствие значений Кнг по двум классам (индексы 8 и 10) объясняется отсутствием скважинных данных в областях распределения по площади этих классов. Поэтому карта прогноза нефтенасыщенности содержит «дыры» (отсутствие данных) по зонам распространения этих классов. При уменьшении числа классов по выбранному объекту моделирования можно добиться полной охарактеризованности их фильтрационно-емкостными

просмотр_нейрон_сети

Code	I	J	PAC2	HOG2	VAR2	FREQ2	AMP2
0	0	0	0.570665	0.835043	0.645002	0.527927	0.624629
1	0	1	0.493046	0.685112	0.509405	0.552712	0.470423
2	0	2	0.420178	0.509828	0.407093	0.536972	0.357276
3	0	3	0.318969	0.444218	0.241895	0.518499	0.226124
4	1	0	0.433376	0.912151	0.547467	0.555150	0.473957
5	1	1	0.395090	0.839789	0.415766	0.576874	0.373455
6	1	2	0.298752	0.698473	0.286063	0.458179	0.277988
7	1	3	0.261964	0.587202	0.164912	0.477359	0.177567
8	2	0	0.316861	0.901457	0.583750	0.428232	0.441964
9	2	1	0.254421	0.834537	0.350877	0.397245	0.311151
10	2	2	0.200670	0.800321	0.166108	0.311201	0.186682
11	2	3	0.238403	0.735559	0.150624	0.434747	0.173248
12	3	0	0.380990	0.911241	0.484372	0.397673	0.437620
13	3	1	0.316540	0.876211	0.349386	0.376851	0.346575
14	3	2	0.249278	0.841044	0.214049	0.394085	0.238952
15	3	3	0.298660	0.792468	0.195654	0.589721	0.218249

Рис. 4 — Результаты кластеризации

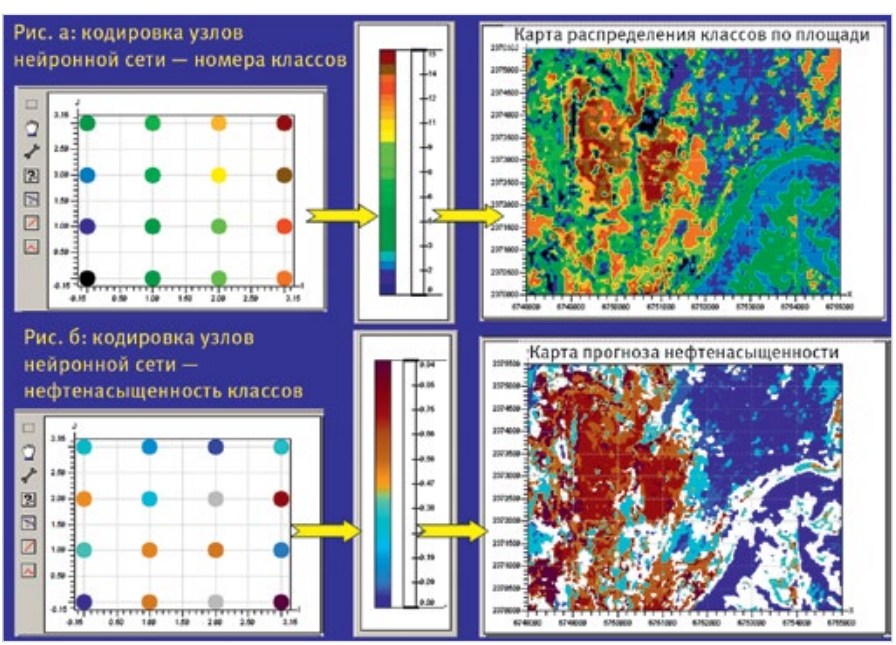


Рис. 5 — Примеры картирования результатов кластеризации и прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств по классам:
а) слева — цветокодированное обозначение индексов классов на кроссплоте СОК, справа — карта распределения классов по площади;
б) слева — цветокодированное изображение на кроссплоте СОК средневзвешенных значений коэффициента нефтенасыщенности по всем нейронам (классам); справа — результат экстраполяции значений Кнг на зоны распространения выделенных классов по площади)

параметрами, однако при этом ухудшается дифференцированность карты по площади, поскольку скважины отсутствуют, например, в зоне основного тектонического нарушения. Для использования такой карты в качестве тренда в программе выполняется интерполяция, с учетом прослеженных по сейсмическим данным нарушений.

Аналогичным образом, помимо трендовой карты нефтенасыщенности, были рассчитаны карты для прогнозирования песчанистости и пористости по объекту моделирования, которые приводятся далее на рис. 6, 7, 8. Эти карты использовались в расчете трехмерных распределений литологии, пористости и нефтенасыщенности. Куб литологии представляет собой объемную конфигурацию зон крупнозернистых и мелкозернистых песчаных коллекторов. К неколлекторам отнесены, по результатам предварительно выполненной интерпретации данных ГИС, такие литотипы, как глины, аргиллиты, плотные карбонатизированные породы, угли. На рис. 6 на вертикальном слайсе сравниваются результаты простой интерполяции по трехмерной сетке кривой литологии «коллектор-неколлектор» (желтый цвет — значение 1, коллектор; зеленый цвет, значение 0 — неколлектор) с интерполяцией, выполненной с использованием трендовой карты песчанистости. Как следует из рисунка, наиболее существенные различия в распределении коллекторов отмечаются на участке площади вдоль зоны тектонического нарушения, где практически отсутствуют скважины.

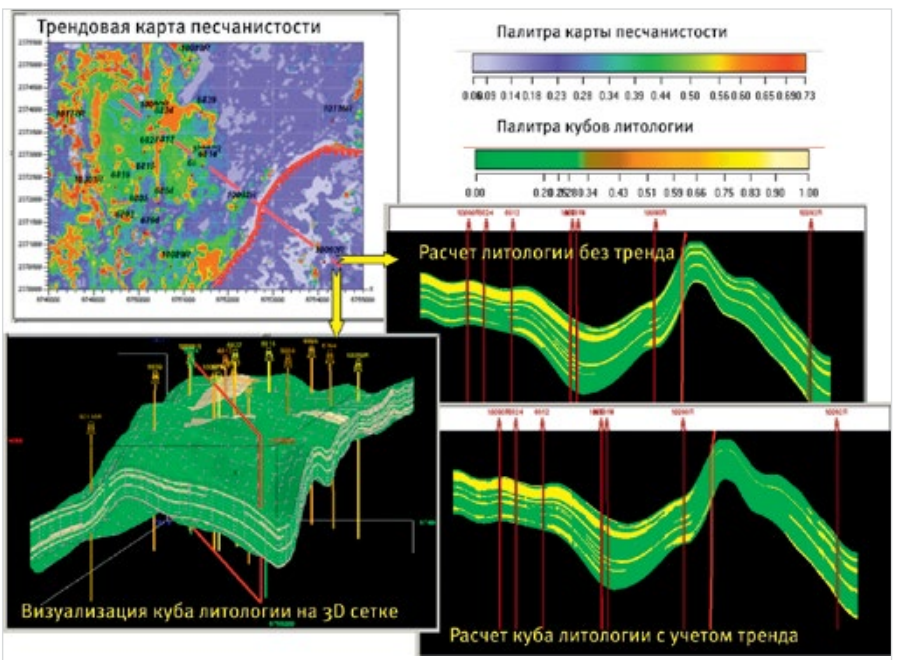


Рис. 6 — Сравнение результатов расчета кубов литологии, полученных простой интерполяцией и с использованием трендовой карты песчанистости, рассчитанной по нейронным сетям (в плоскости вертикального сечения, созданного по линии на площади)

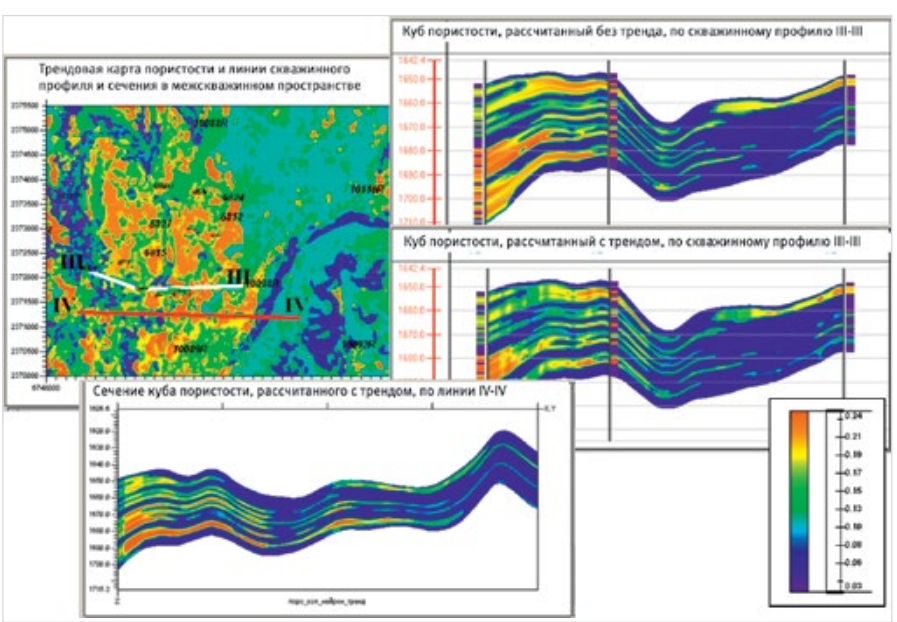


Рис. 7 — Визуализация кубов пористости на скважинном профиле III-III и вертикальном слайсе по линии IV-IV

Результаты прогнозирования пористости коллекторов по объекту моделирования представлены на рис. 7. Как следует из визуализации кубов пористости в пределах основного структурного поднятия, по скважинному профилю влияние тренда наблюдается в изменении конфигурации наиболее высокопористых коллекторов. При этом максимальные значения пористости (ярко-оранжевый цвет палитры) характерны для погруженных участков поднятия. Такое распределение пористости по нижнеюрским континентальным отложениям Западной Сибири отмечается также и по Шаимскому своду в наиболее палеопогруженных частях пластов озерно-болотного генезиса [7].

Наиболее резко картина распределения пористости при использовании тренда, полученного с помощью СОК, меняется на участках площади, не разбуренных скважинами, как, например, на сечении геомодели вертикальным слайсом по линии IV-IV. В результате мелкие локальные поднятия, не фиксируемые по кубам, полученным простой интерполяции, выделяются значительным увеличением Кп.

Результаты расчета куба нефтенасыщенности с учетом трендовой карты и поверхности водо-нефтяного контакта представлены на рис. 8 по скважинному профилю I – I. На этом рисунке визуализирована также проекция поверхности основного разлома, являющегося наиболее протяженным и наиболее ярко выраженным из серии нарушений, прослеженных по площади. Куб нефтенасыщенности, трендовая карта и кривые Кнг визуализированы с помощью единой палитры (водоносные коллектора — сине-голубая палитра, нефтенасыщенные — желто-коричневая). Для подтверждения достоверности расчетов на рис. 7 приведены данные статистической обработки результатов испытаний по объекту моделирования, в виде круговых секторных диаграмм.

Следует особо отметить наличие мелких нефтенасыщенных участков к востоку от разломной зоны, подтверждаемое и данными ГИС, и результатами опробования пластов, которое объясняется характером тектонического строения региона: западное крыло разломной зоны более крутое и более четко прослеживается по сейсмике, а восточное — это зона дробления, характеризующаяся сильной перемятостью пород и мозаичностью в изменении ФЕС.

Итоговый анализ результатов прогнозирования ФЕС выполнялся далее при подсчете запасов УВ по трехмерной геомодели. Зона максимальной продуктивности исследуемого объекта, выделяемая по карте линейной плотности запасов, приведенной на рис. 9, по своей конфигурации совпадает с картируемой по площади поверхностью наиболее резкого размыва отложений пермо-триасового комплекса, принимаемого рядом исследователей за возможный источник углеводородов в данном регионе. На сечении сейсмического куба фрагмент поверхности резкого несогласия возможно нефтематеринских пород относительно подошвы юрского комплекса пород отмечен линией желтого

цвета, структурная карта по поверхности размыва пермо-триасового комплекса хорошо согласуется со структурной картой по подошве продуктивного комплекса P2-T.

Итоги

Составлена и опробована технологическая схема использования нейронных сетей для прогноза ФЕС терригенных коллекторов в пакете DV-SeisGeo. Предложены принципы выбора сейсмических атрибутов и создания структуры нейронной сети.

Выводы

Модификация нейронных сетей СОК в пакете DV-SeisGeo может не только эффективно использоваться при прогнозировании фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на базе трехмерной геологической модели, но также и значительно расширить возможности интерпретатора при уточнении особенностей геологического строения залежей природных УВ.

Полученные результаты подтверждают выводы ряда исследователей о том, что нейронные сети не должны использоваться по принципу «черного ящика», и для получения наиболее достоверных результатов в процессе обучения нейронной сети должны участвовать только те геолого-геофизические параметры, которые функционально связаны с изменением прогнозируемых свойств объекта.

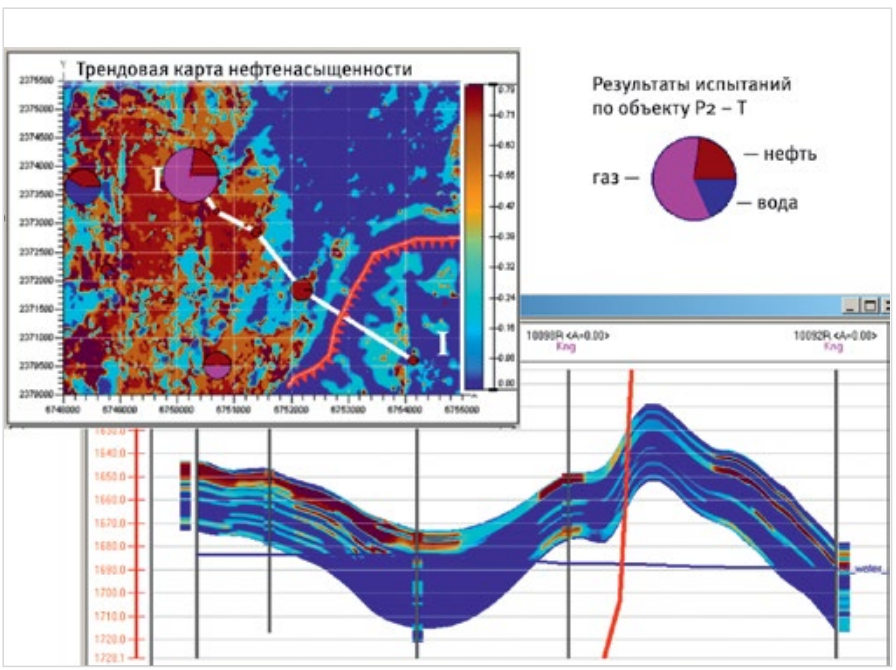


Рис. 8 — Визуализация на скважинном профиле I – I кривой Кнг и куба нефтенасыщенности, рассчитанного с учетом трендовой карты и поверхности ВНК

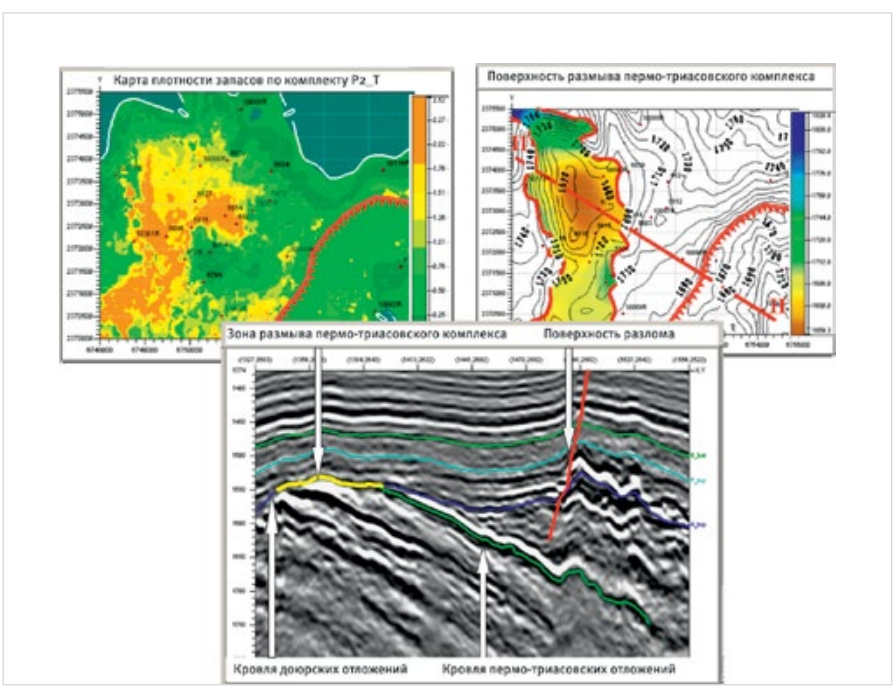


Рис. 9 — Анализ распределения запасов и сейсмический разрез по линии II-II

Список использованной литературы

1. Барышев Л.А. Физическая природа аномалий на Непском своде // Геофизика. 2004. №5.
2. Барышев Л.А., Барышев А.С., Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 2008. №4.
3. Белянушкина М.С., Логинов Д.В., Лухминский Б.Е. Комплексный алгоритм кластеризации многомерных данных // Геофизика. 2007. №4.
4. Билибин С.И., Перепечкин М.В., Юканова Е.А. Технология построения геологических залежей углеводородов в программном комплексе DV-Geo при недостаточном наборе исходных данных // Геофизика. 2007. № 4. С. 201–206.
5. Гаврилов С.С., Славкин В.С., Френкель С.М. Использование данных сейсморазведки при трехмерном геологическом моделировании // Геология нефти и газа. 2006. №5.
6. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Москва, 2010
7. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. Москва, 2009
8. Кавун М.М, Степанов А.В., Ставинский П.В. Прогнозирование эффективных толщин в межскважинном пространстве: методология, тенденции, оценка результатов // Геофизика. 2008. №4.
9. Кавун М.М., Степанов А.В., Истомин С.Б. Некоторые практические аспекты анализа межфлюидных контактов при геологическом моделировании залежей нефти и газа // Геофизика. 2007. №4.
10. Кашик А.С., Билибин С.Г., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов // Технологии ТЭК. 2003. №3.
11. Кашик А.С., Жемжурова З.Н., Кирилов С.А., Чекунова В.А. Прогнозирование продуктивности разреза осадочных отложений программными средствами динамической визуализации и анализа данных. Материалы научно-технической конференции. Тюмень, 2003.
12. Кондратьев О.К. Физические возможности и ограничения разведочных методов нефтяной геофизики // Геофизика. 1997. №3.
13. Федоров А.Л. Программа DV-SeisGeo. http://www.dvseisgeo.ru (дата обращения 18.12.2012).
14. Цибулин И.Л. Оценка перспектив нефтепоисковых работ в зоне контакте осадочного чехла и доюрского основания на Нежданной площади // Геофизика. 2004. №6.

Prediction of filtration and capacity reservoir properties of oil fields, by using DV-SeisGeo software system

UDC 550.3

Authors:
Zinaida N. Zhemzhurova — ph.D., chief geophysicist of DV-department[1]; Dv_zhemzhurova@cge.ru
Vera A. Chekunova — leading geophysicist of DV-department[1]; Dv_checunova@cge.ru
Semen L. Tregub — leading engineer of DV-department[1]; s_tregub@yahoo.com

[1]CGE, Moscow, Russian Federation

Abstract
The article describes solution of the actual task in geological modeling: prediction of filtration and capacity reservoir properties of oil fields, due to DV-SeisGeo software system. The results were obtained by using seismic and well logging data for oil field of West Siberia. Description of neuron nets is given by illustrative examples of Cohonen modification (self-ogranizing maps). This material allows to user to create individual neuron net structure and to use obtained information to select more convenient parameters for processing data and to analyze results.

Materials and methods
Integrated Interpretation of 3D seismic and well logging data.

Results
The technological scheme of using neuron nets to predict reservoir properties was created and tested in DV-SeisGeo software. New methods to select seismic attributes were proposed.

Conclusions
Neuron nets can be used not only for the prediction of reservoir properties of oil fields, but also allow users to determine the structure of oil field . Data obtained confirm the conclusions about necessity to use the parameters, closely connected with predictable properties.

Keywords
software, cross-section, color-coding, trend map, reserves map, regression dependence, correlation, geological model, neuron nets, seismic attributes

References

1. Baryshev L.A. *Fizicheskaya priroda anomaliy na Nepskom svode* [The physical nature of anomalies on the Nepsky arch]. *Geofizika*, 2004, issue 5.
2. Baryshev L.A., Baryshev A.S., *Mnogoparametrovaya fiziko-geologicheskaya model' Verkhnechonskogo gazokondensatno-neftyanogo mestorozhdeniya* [Multiparameter physical geological model VC-condensate-oil field]. *Geologiya nefti i gaza*, 2008, issue 4.
3. Belyanushkina M.S., Loginov D.V., Lukhminskiy B.E. *Kompleksnyy algoritm klasterizatsii mnogomernykh dannykh* [Complex multi-dimensional data clustering algorithm]. *Geofizika*, 2007, issue 4.
4. Bilibin S.I., Perepechkin M.V., Yukanova E.A. *Tekhnologiya postroeniya geologicheskikh zalezhey uglevodorodov v programmnom komplekse DV-Geo pri nedostatochnom nabore iskhodnykh dannykh* [Technology of geological deposits of hydrocarbons in the software package DV-Geo with little set of source data]. *Geofizika*, 2007, issue 4, pp. 201–206.
5 . Gavrilov S.S., Slavkin V.S., Frenkel' S.M. *Ispol'zovanie dannykh seysmorazvedki pri trekhmernom geologicheskom modelirovanii* [The use of seismic data in three-dimensional geological modeling]. *Geologiya nefti i gaza*, 2006, issue 5.
6. Zakrevskiy K.E. *Praktikum po geologicheskomu 3D modelirovaniyu* [The use of seismic data in three-dimensional geological modeling]. Moscow, 2010.
7. Zakrevskiy K.E. *Geologicheskoe 3D modelirovanie* [Geological 3D modeling]. Moscow, 2009.
8. Kavun M.M, Stepanov A.V., Stavinskiy P.V., *Prognozirovanie effektivnykh tolshchin v mezhskvazhinnom prostranstve: metodologiya, tendentsii, otsenka rezul'tatov* [Prediction of effective thickness in the interwell space: methodology, trends, evaluation of results]. *Geofizika*, 2008, issue 4.
9. Kavun M.M., Stepanov A.V., Istomin S.B. *Nekotorye prakticheskie aspekty analiza mezhflyuidnykh kontaktov pri geologicheskom modelirovanii zalezhey nefti i gaza* [Some practical aspects of analyzing fluid contact with the geological models of oil and gas]. *Geofizika*, 2007, issue 4.
10. Kashik A.S., Bilibin S.G., Gogonenkov G.N., Kirillov S.A. *Novye tekhnologii pri postroenii tsifrovykh geologicheskikh modeley mestorozhdeniy uglevodorodov* [New technologies in the construction of digital geological models of hydrocarbons]. *Tekhnologii TEK*, 2003, issue 3.
11. Kashik A.S., Zhemzhurova Z.N., Kirilov S.A., Chekunova V.A. *Prognozirovanie produktivnosti razreza osadochnykh otlozheniy programmnymi sredstvami dinamicheskoy vizualizatsii i analiza dannykh* [Forecasting productivity cut sediment software dynamic data visualization and analysis. Materials Science and Technology Conference]. *Materialy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Tyumen'*, 2003.
12. Kondrat'ev O.K. *Fizicheskie vozmozhnosti i ogranicheniya razvedochnykh metodov neftyanoy geofiziki* [Physical capabilities and limitations of the methods of exploration petroleum geophysics]. *Geofizika*, 1997, issue 3.
13. Fedorov A.L. available at: http://www.dvseisgeo.ru (accessed 18 ecember 2012).
14. Tsibulin I.L. *Otsenka perspektiv neftepoiskovykh rabot v zone kontakte osadochnogo chekhla i doyurskogo osnovaniya na Nezhdannoy ploshchadi* [Assessment of the prospects of oil exploration in the area of contact of the sedimentary cover and the pre-Jurassic basement to an unexpected area]. *Geofizika*, 2004, issue 6.

УДК 550.3

на правах рекламы

РПВНГЗ — Инновационная технология прямого поиска залежей нефти и газа

В.Г. Сибгатулин
директор[1]
ec_ropr@mail.ru

С.А. Перетокин
1-ый зам директора[1]
npecropr@yandex.ru

[1] некоммерческое партнерство «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» (НП «ЭЦ РОПР»), Красноярск, Россия

Экологический центр рационального освоения природных ресурсов (ЭЦ РОПР) основан в 2007 году СКТБ «Наука» КНЦ СО РАН и Министерством природных ресурсов и лесного комплекса Красноярского края с целью мониторинга опасных геодинамических явлений. В процессе исследований выявлено влияние гравитационных приливов в земной коре на сейсмичность территории и поведение флюидных нефтегазовых систем. На основе этой связи разработана принципиально новая технология прямого поиска залежей нефти и газа — РПВНГЗ (регистрация приливных воздействий на нефтегазовые залежи).

Ключевые слова
ЭЦ РОПР, Наука, геодинамические явления, 2D- и 3D — сейсморазведка

Резонансы гравитационных приливов усиливают собственные колебания нефтегазовых залежей. Это позволяет устойчиво регистрировать низкочастотную составляющую колебаний нефтегазовых залежей (НГЗ) в спектре на фоне сильных помех без использования источников возбуждения (взрывы, вибраторы).

Резонансы гравитационных приливов в связи с повышенной сжимаемостью нефти и газа (в 2–10 раз) по сравнению с горными породами и водой вызывают в НГЗ низкочастотные составляющие спектра сейсмических шумов (1–5 Гц), а также эмиссию углеводородных газов (метана, пропана), что повышает достоверность прямого прогноза.

Время резонансов предварительно рассчитывается. При этом наряду с известными типами приливных воздействий учитывается также влияние колебаний барицентра системы Земля–Луна. Низкочастотные колебания залежей при резонансах гравитационных приливов длятся до трёх-четырех суток. В течение лунного месяца (28–29 суток) обычно фиксируется не менее двух резонансов, что позволяет для поиска залежей ограничить регистрацию сейсмических шумов интервалом от 15 суток. Отсутствие искусственных источников возбуждения и необходимости прокладки геофизических профилей существенно снижает стоимость технологии РПВНГЗ.

На рисунках 1 и 2 представлены результаты эксперимента на газоносной площади, которые подтверждают возможность использования технологии РПВНГЗ для прогноза нефтегазовых залежей.

Технология РПВНГЗ (регистрация приливных воздействий на нефтегазовые залежи) для прямого прогноза залежей углеводородов применима в различных горно-геологических и климатических условиях — от тундры до горно-таежной местности в летнее и зимнее время. Она отличается технологической простотой и надежностью: низкочастотные сейсмоприемники (0,1–10 Гц) устанавливаются на исследуемой площади на срок от 15 до 30 суток с густотой, соответствующей детальности решаемой задачи (обычно для площади 200 квадратных километров достаточно установить 100 приборов). Дополнительно устанавливается аппаратура для регистрации углеводородных газов (метан, пропан).

Стоимость технологии РПВНГЗ в 10 раз ниже стоимости традиционного комплекса геофизических нефтегазопоисковых работ. Естественно, данный метод не исключает применение 2D- и 3D-сейсморазведки, но позволяет оптимизировать объемы и затраты геолого-геофизических работ на нефть и газ как при поисках в малоизученных регионах, так и при детализации нефтегазовых месторождений.

НП "ЭЦ РОПР"

Некоммерческое партнерство «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» НП «ЭЦ РОПР»
Мира пр., д. 53, оф. 310, г. Красноярск, 660049
Тел./факс: +7 (391) 227-55-36, (391) 276-72-23
E-mail: ec_ropr@mail.ru, npecropr@yandex.ru

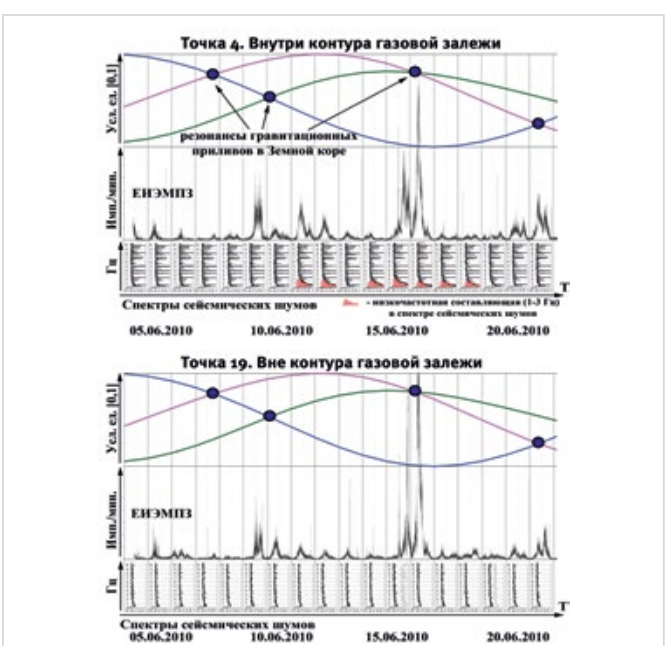


Рис. 1 — Результат эксперимента

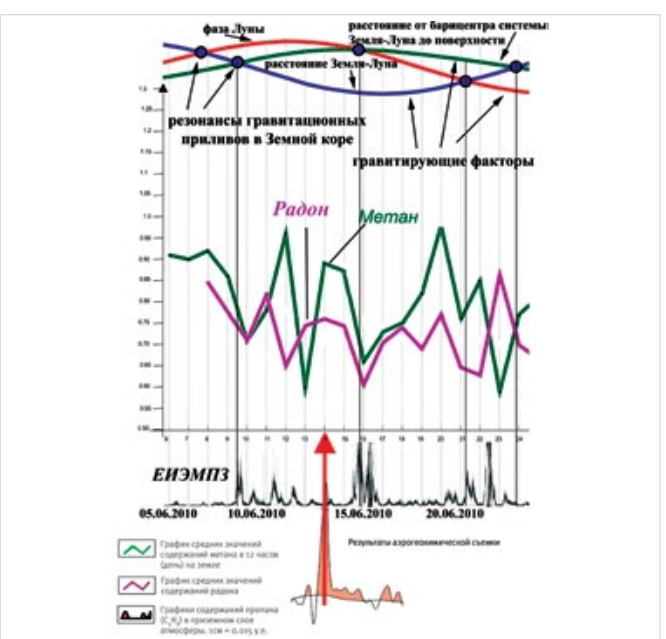


Рис. 2 — Результат эксперимента

УДК 550.3 + 521.16 + 550.83:553.3/.9

Мониторинг резонансов гравитационных приливов для целей геологоразведки на нефть и газ

А.А. Кабанов
аспирант[1], инженер[2]
weller86@inbox.ru

В.Г. Сибгатулин
заслуженный геолог РФ, геофизик[2]
ec_ropr@mail.ru

[1] Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия
[2] Специальное конструкторско-технологическое бюро «Наука» Красноярского научного центра Сибирского отделения Российской академии наук, Красноярск, Россия

Обоснованы физические предпосылки использования резонансов гравитационных приливов для прямого прогноза залежей углеводородов. Разработана технология прогноза времени наступления резонансов гравитационных приливов в Земной коре на основе графического суммирования нормированных кривых основных гравитирующих факторов (расстояние Земля-Луна, фазы Луны, положение барицентра системы Земля-Луна). Предложен геофизический комплекс для мониторинга резонансов гравитационных приливов нефтегазоперспективных площадей: низкочастотная (от 1,0 до 5,0 Гц) и ультранизкочастотная (от 0,1 до 1,0 Гц) сейсморазведка, естественное импульсное электромагнитное поле Земли, газгеохимический мониторинг на радон и углеводородные газы. На основе мониторинга гравитационных приливов и их резонансов в Земной коре показана возможность создания технологии регистрации реакции нефтегазовых залежей на приливные воздействия.

Материалы и методы

До настоящего времени аналитическое решение для прогноза приливов в океанах не найдено. Информация об использовании гравитационных приливов в земной коре для

Методы пассивной сейсморазведки

Для прогноза нефтегазовых залежей (НГЗ) используются различные методы «пассивной» сейсморазведки, принципиальные возможности которой обоснованы ещё в 80-х годах XX столетия академиком Садовским М.А. [1].

Достаточно давно (с 1995 года) известен эффект «Анчар» [2], когда на фоне собственных сейсмических шумов геологической среды нефтегазовая залежь (НГЗ) проявляется низкочастотными (1,0–4,0 Гц) аномалиями. Однако, на фоне многочисленных мешающих факторов, надёжно зафиксировать низкочастотные аномалии от НГЗ крайне трудно и поэтому технологию «Анчар» приходится сопровождать дорогостоящими искусственными источниками возбуждения. Аналогом технологии «Анчар» является метод низкочастотных сейсмических зондирований (НСЗ), разработанный ЗАО «Градиент» в Казани [3]. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм по данным сейсморазведки разрабатывает группа Ведерникова Г.В. в Новосибирске [4].

Физические предпосылки

Гравитационные приливы в Земной коре известны со времён Ньютона, однако изучены значительно хуже приливов в океанах и морях. До настоящего времени аналитическое решение для прогноза приливов в океанах не найдено. Практика судоходства базируется на простых «каналовых» моделях Эри [5] и вычислительном моделировании приливов.

В последние десятилетия морские приливы используются также для выработки электроэнергии, так как приливы обладают огромной энергией.

Информация об использовании гравитационных приливов в земной коре для целей геологоразведки в доступных источниках отсутствует.

Физические предпосылки использования гравитационных приливов для прямого прогноза залежей нефти и газа сводятся к следующему:

1. Нефтегазовая залежь — подвижный флюид в некотором объёме Земной коры. Размеры флюидной «ванны» (залежи) колеблются в широких пределах от нескольких сот метров до десятков и сотен километров при «толщине» залежи от одного до сотни метров.
2. Гравитационные приливы в Земной коре приводят к колебаниям поверхностей, ограничивающих залежь (на 30–40 см ежедневно на средних широтах 40–60°) [5].

Гравитационные приливы различаются по своей природе (вдоль параллелей, вдоль меридианов и др. [5]), что неизбежно должно приводить (и приводит в океанах) к интерференции приливных волн. При этом возникает резонанс различных приливных волн.

В связи с резким отличием коэффициента сжимаемости горных пород, вмещающих залежь (первые проценты), по сравнению с нефтегазовым флюидом (десятки–сотни процентов), внутри флюидной нефтегазовой залежи во время гравитационных приливов возникают собственные колебания на низких (1,0–5,0 Гц,) и ультранизких (0,1–1,0 Гц) частотах в зависимости от формы, размеров и вязкости нефтегазовой залежи.

При резонансах гравитационных приливов внутри флюидных НГЗ возникают «микро цунами», т.е. резко усиливается амплитуда собственных колебаний, что позволяет регистрировать на поверхности в различных геофизических полях отклик НГЗ на гравитационный прилив (резонанс).

Усиление амплитуды колебаний нефтегазовых залежей при резонансах гравитационных приливов является основной физической посылкой создания принципиально новой технологии прямого прогноза НГЗ.

3. Гравитационные приливы и их резонансы влияют на напряжённо-деформированное состояние (НДС) горных пород. При этом должны возникать (и наблюдаются при проведении геодинамического мониторинга геологической среды в различных регионах РФ) аномалии естественного импульсного электромагнитного поля Земли (ЕИЭМПЗ), а также аномалии концентрации радона (Rn) и углеводородных газов (метан, пропан) над НГЗ.

На основе представлений о напряжённо-деформированном состоянии геологической среды в 80-х годах XX века разработан и успешно применяется гидрогеодеформационный (ГГД) мониторинг, а также мониторинг концентрации газов (радона, гелия, метана и т.д.) [6].

На рисунке 1 представлены нормированные графики гравитационных приливных факторов (расстояние Земля-Луна, фазы Луны, положение барицентра системы Земля-Луна). Пересечение этих нормированных кривых рассматриваются нами как резонанс приливных воздействий. Допустимость такое физической трактовки природы точек пересечения кривых гравитирующих факторов подтверждаются поведением поля ЕИЭМПЗ и характером аномалий радона в поверхностных водных источниках в Алтае-Саянской сейсмоактивной области. Расчёт положения барицентра системы Земля-Луна выполнен Перетокиным С.А. в 2009 г. с использованием программных средств Калифорнийского технологического института (ssd.jpl.nasa.gov) для расчёта эфемерид. Использование нормированных графиков гравитирующих факторов позволяет путём графического суммирования прогнозировать время наступления резонансов приливов в Земной коре.

Сопоставление физических моделей различных методов пассивной геофизики для прямых поисков НГЗ

Преимущество физической модели резонансов гравитационных приливов в Земной коре для прогноза НГЗ по сравнению

с физическими моделями других методов «пассивной» геофизики (технология «Анчар» — Арутюнов С.Л., г. Москва, 1995 г.; низкочастотная сейсморазведка НЧС — г. Казань, Шабалин Н.Я. и др.; прогноз залежей по характеристикам микросейсм при обработке данных стандартной сейсморазведки МОВ-ОГТ — Ведерников Г.В.) очевидны:

1) Во всех упомянутых выше методах прямого прогноза залежей углеводородов источник воздействия на НГЗ не определён (если не используются искусственные источники — взрывы, невзрывные устройства). Гравитационные приливы и их резонансы в земной коре выдержанны по времени и энергии, т.е. источник воздействия на НГЗ стабильный с контролируемыми параметрами;
2) Энергетический потенциал техногенных источников достаточно широк (от вибратора до атомного взрыва), однако, использовать для воздействия на НГЗ искусственные взрывные и невзрывные источники нецелесообразно:
   а) это удорожает технологии «пассивной» сейсморазведки и снижает экономическую конкурентоспособность по сравнению с традиционной «структурной» сейсморазведкой (ОГТ 2D-3D), к тому же не гарантирует достоверность прямого прогноза НГЗ;
   б) при использовании энергетически слабых источников выделить уверенно сигналы от НГЗ в спектре сейсмических шумов на фоне энергетически сильных регулярных помех не всегда возможно. Это обстоятельство снижает геологическую эффективность прямых поисков НГЗ с использованием упомянутых выше технологий «пассивной» сейсморазведки.

Энергия же резонансов гравитационных приливов, превосходит энергетический потенциал известных типов источников (кроме атомных взрывов). При резонансах в НГЗ возникают устойчивые длительные (от суток до 2–3 суток) низкочастотные колебания, которые превышают уровень колебаний НГЗ от других источников, т.е. соотношение сигнал-помеха при регистрации резонансов приливов априорно выше, чем в других методах «пассивной» сейсморазведки.

Кроме того, достоверность выявления низкочастотных аномалий собственных колебаний НГЗ от приливов проверяются независимыми геофизическими параметрами — ЕИЭМПЗ, данными геохимического мониторинга на радон и углеводородные газы, так как упомянутые геофизические параметры чувствительны к изменениям НДС геологической среды. При наличии аномалий углеводородных газов (метан, пропан), совпадающих с низкочастотной аномалией собственных колебаний залежей при приливах, достоверность прямого прогноза НГЗ возрастает.

Итоги

Полевой эксперимент подтвердил изложенные физические предпосылки проявления нефтегазовой залежи при гравитационных приливах в различных геофизических полях [7].

Выводы

Мониторинг геофизических и геохимических полей на основе использования энергии резонансов гравитационных приливов целей геологоразведки в доступных источниках отсутствует. Физические предпосылки использования гравитационных приливов для прямого прогноза залежей нефти и газа сводятся к следующему:

1. Нефтегазовая залежь — подвижный флюид в некотором объёме Земной коры.
2. Гравитационные приливы в Земной коре приводят к колебаниям поверхностей, ограничивающих залежь. В связи с резким отличием коэффициента сжимаемости горных пород, вмещающих залежь (первые проценты), по сравнению с нефтегазовым флюидом (десятки-сотни процентов), внутри флюидной нефтегазовой залежи во время гравитационных приливов возникают собственные колебания на низких (1,0–5,0 Гц,) и ультранизких (0,1–1,0 Гц) частотах в зависимости от формы, размеров и вязкости нефтегазовой залежи.

Усиление амплитуды колебаний нефтегазовых залежей при резонансах гравитационных приливов является основной физической посылкой создания принципиально новой технологии прямого прогноза НГЗ.

Ключевые слова

прогнозирование нефтегазовых залежей, геомониторинг геофизических и геохимических полей, резонансы гравитационных приливов в Земной коре

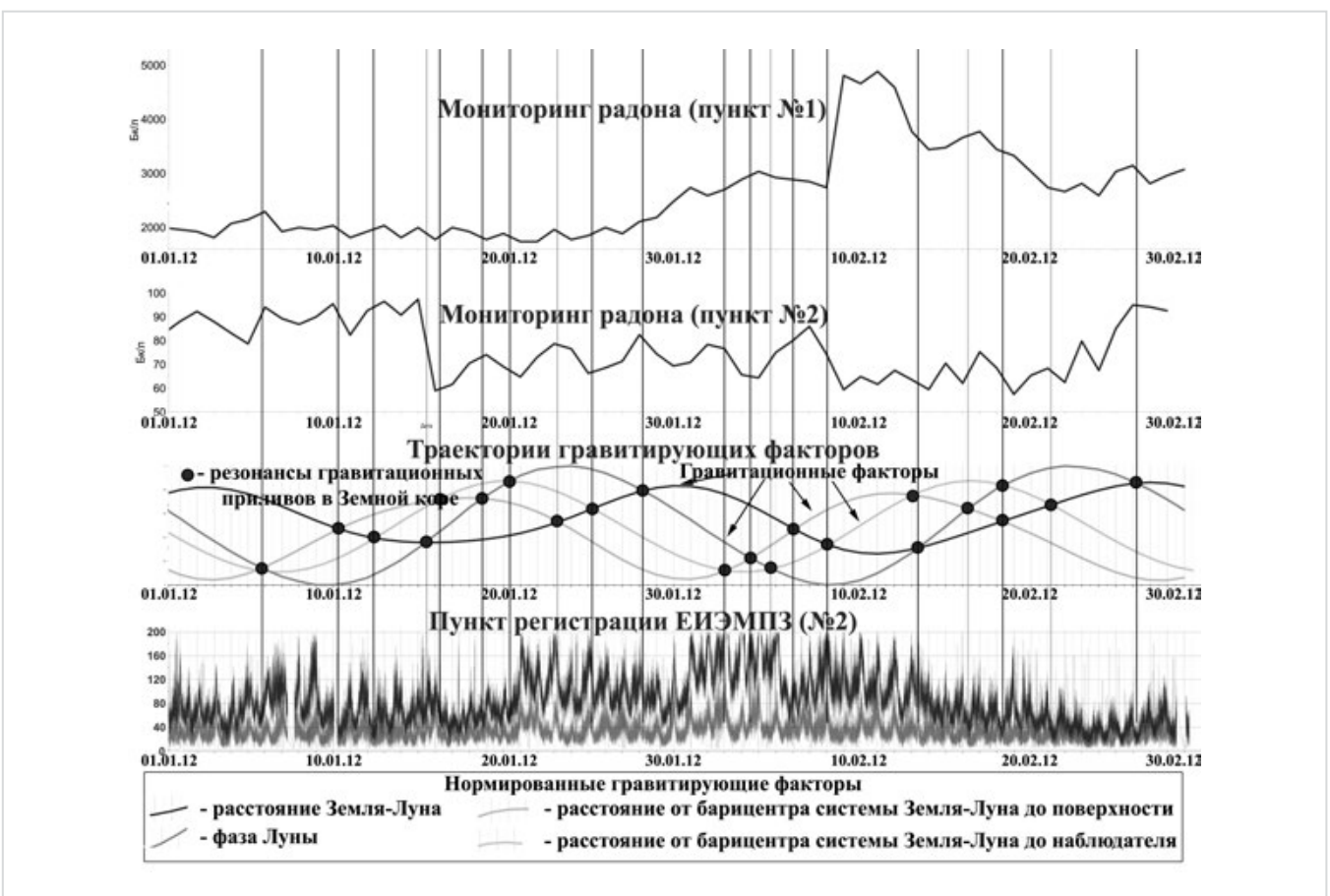


Рис. 1 — Реакция газгидрогеохимических и электромагнитных полей на гравитационные приливы.

в Земной коре обеспечивает физические основы создания принципиально новой технологии прямых поисков нефти и газа, отличной от используемых («Анчар», НСЗ, микросейсмы). При этом технология прямых поисков нефти НГЗ на основе регистрации резонансов земных приливов не содержит недостатков, присущих известным технологиям «пассивной» сейсморазведки.

Список использованной литературы

1. Садовский М.А., Николаев А.В. Новые методы сейсмической разведки. Перспективы развития // Вестник АН СССР. 1982. №1. С. 82–84.
2. Кузнецов О.Л., Арутюнов С.Л., Востров Н.Н., Дворников В.В., Графов Б.М., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. Российская инфразвуковая технология АНЧАР: уникальная практика разведки и освоения нефтяных и газовых ресурсов. Международная геофизическая конференция, тезисы докладов. Санкт-Петербург, 2000.
3. Биряльцев, Е.В. Вильданов А.А., Еронина Е.В., Рыжов В.А., Рыжов Д.А., Шабалин Н.Я. Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсмического зондирования. Технология сейсморазведки. Москва: Спектр, 2010. № 1. С. 31–40.
4. Ведерников Г.В. Методика и технологии сейсморазведочных работ // Новосибирск, Томск, Нортхемптон: STT, 2006. 344 с.
5. Мельхиор П. Земные приливы. М.: Мир, 1968.
6. Вартанян Г.С., Куликов Г.В. Гидрогеодеформационное поле Земли // ДАН СССР. 1982. № 2. 262 с.
7. Дидичин Г.Я., Сибгатулин В.Г., Перетокин С.А., Гутина О.В. Повышение эффективности прогноза нефтегазовых залежей на основе изучения реакции геофизических и геохимических полей на гравитационные приливы в Земной коре // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2011. № 2. С. 38–46.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Monitoring of gravitational tides resonances for the purposes of oil and gas geological exploration

UDC 550.3 + 521.16 + 550.83:553.3/.9

Authors:
Aleksej A. Kabanov — post-graduate student[1], engineer[2]; weller86@inbox.ru
Viktor G. Sibgatulin — honored geologist[2]; ec_ropr@mail.ru

[1]Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation
[2]Special Design and Technological Bureau "Nauka" Krasnoyarsk Scientific Centre of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, Krasnoyarsk, Russian Federation

Abstract
The article provides physical backgrounds for using gravitational tides' resonances as a matter of direct hydrocarbon exploration. It also explains the forecast method to predict the timing of gravitational tides in the Earth's crust on the basis of graphical addition of normalized curves for main gravitational factors (a distance between the Earth and the Moon, phases of the Moon, barycenter of the Earth-Moon system). The article provides the explanation of geophysical complex for gravitational tides' resonances monitoring in oil and gas promising areas that includes: low-frequency (from 1.0 to 5.0 Hz) and extra-low-frequency (from 0,1 to 1,0 Hz) seismic explorations, natural impulse electromagnetic field, gas chemical and geochemical monitoring for radon and hydrocarbon gases. It also shows the possibility to establish a registration technology to monitor oil and gas reservoirs reaction to tidal activities.

Materials and methods
However there is no definite academic solution how to predict oceanic tides up to the present times. In recent decades, sea and oceanic tides are also used to generate electricity as for enormous energy potential of these tides. There is no information in academic resources that someone uses gravitational tides in the Earth's crust for the purposes of oil and gas geological exploration. Physical backgrounds for using gravitational tides' resonances as a matter of direct hydrocarbon exploration includes:
1. Oil and gas reservoir is a mobile formation fluid in some areas of the Earth crust.
2. Gravitation tides in the Earth's crust causes daily surface oscillation that limits the reservoir. Due to the fact of a great difference between a reservoir rock compressibility coefficient (first percentage) and an oil and gas fluid (tens and hundreds of percentage), in the fluid oil and gas reservoir during gravitational tides occurs self-induced oscillations on low-frequency (from 1.0 to 5.0 Hz) and extra-low-frequency (from 0,1 to 1,0 Hz) according to shape, size and viscosity of oil and gas reservoir. The amplitude gain in reservoirs during gravitational tides is a basic physical background to establish a new geological exploration technology of direct forecasting.

Results
The field experiment proved presented physical backgrounds for exploring oil and gas reservoirs during gravitational tides in different geophysical fields [7].

Conclusions
Monitoring of geophysical and geochemical fields on the basis of gravitational tide's resonance energies provides physical backgrounds to establish radically new technology for direct oil and gas exploration, completely different from the existing technologies (like "Anchar", NSZ, microseisms). Nonetheless, the proposed technology for direct oil and gas exploration on the basis of gravitational tides doesn't have any drawbacks of already established technologies for "passive" seismic exploration.

Keywords
forecasting of oil and gas reservoirs, geological monitoring on geophysical and geochemical fields, resonances of gravitational tides in the Earth's crust

References

1. Sadovskij M.A., Nikolaev A.V. *Novye metody sejsmicheskoj razvedki. Perspektivy razvitija* [New methods of seismic exploration. Development prospects]. *Vestnik AN USSR*, 1982, issue 5, pp. 82–84.
2. Kuznecov O.L., Arutjunov S.L., Vostrov N.N., Dvornikov V.V., Grafov B.M., Sirotinskij Ju.V., Suncov A.E. *Rossijskaja infrazvukovaja tehnologija ANChAR: unikal'naja praktika razvedki i osvoenija neftjanyh i gazovyh resursov* [Russian ANCHAR infrasound technology: a unique practice of oil and gas resources exploration and development]. International conference on geophysics, scientific conference abstracts. St-Petersburg, 2000.
3. Birjal'cev, E.V. Vil'danov A.A., Eronina E.V., Ryzhov V.A., Ryzhov D.A., Shabalin N.Ja. *Modelirovanie effekta ANChAR v metode nizkochastotnogo seysmicheskogo zondirovaniya. Tekhnologiya seysmorazvedki* [ANCHAR simulation to the method of low-frequency seismic sounding. Technology of seismic exploration]. Moscow: Spektr, 2010, issue 1, pp. 31–40.
4. Vedernikov G.V. *Metodika i tehnologii sejsmorazvedochnyh rabot* [Methods and technologies for seismic exploration]. Novosibirsk, Tomsk, Northempton: *STT*, 2006. 344 p.
5. Mel'hior P. *Zemnye prilivy* [Earth's tides]. Moscow: *Mir*, 1968.
6. Vartanjan G.S., Kulikov G.V. *Gidrogeodeformacionnoe pole Zemli* [Hydro-geo-deformational field of the Earth]. *Doklady Akademii Nauk USSR*, 1982, issue 2, 262 p.
7. Didichin G.Ja., Sibgatulin V.G., Peretokin S.A., Gutina O.V. *Povyshenie jeffektivnosti prognoza neftegazovyh zalezhej na osnove izuchenija reakcii geofizicheskih i geohimicheskih polej na gravitacionnye prilivy v Zemnoj kore.* [Improving the efficiency of the of oil and gas reservoirs exploration on the basis of the reaction of geophysical and geochemical fields to gravitational tides in the Earth's crust]. *Geologiya i mineral'nosyr'evye resursy Sibiri*, 2011, issue 2, pp. 38–46.

Без метрологии нет будущего

на правах рекламы

Статья посвящена Международному дню метрологии в Метрологическом центре СТП, который для них является отсчетной точкой в работе. Показано, что за 2012 год Метрологический центр СТП активно развивался и старался выполнять поставленные перед самим собой задачи. Разработка комплекса стандартов по газовому конденсату, сжиженному углеводородному газу и широкой фракции легких углеводородов, внедрение комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «RISO», а также разработанные, испытанные и введенные в действие установки поверочные по расходу газа и жидкости — одни из основных и приоритетных выполненных задач Метрологическим центром СТП.

Ключевые слова
метрологический центр СТП, газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ, широкая фракция легких углеводородов, ИВК «RISO», установка поверочная расходомерная газовая УРГ-2500, установка поверочная расходомерная жидкостная УРЖ

Каждый год 20 мая со многих государствах мира отмечается Всемирный День Метрологии. Этот праздник каждый год напоминает всем о важности и неоспоримости влиянии измерений на человеческую жизнь. Этот день ознаменован подписанием Метрической Конвенции, состоявшееся в 1875 году.

День метрологии для Метрологического центра СТП является не только профессиональным праздником, но и возможностью проанализировать достигнутые результаты за прошедший год, поставить перед собой цели на следующий год и просто поздравить коллег-метрологов.

2012 год был насыщен достигнутыми целями и поставленными задачами. В начале 2012 года было принято решение о совместной разработке с ОАО НК «Роснефть» серии стандартов, регламентирующих требования к газовому конденсату, сжиженному углеводородному газу и широкой фракции легких углеводородов и др. Серия данных стандартов содержит требования к жидким смесям нестабильных углеводородов, которые при транспортировке, операциях слива и налива могут изменять свое агрегатное состояния, образуя парожидкостную смесь. В связи с этим физические свойства сжиженных углеводородов не позволяют использовать методы, уже регламентированными ранее. На тот момент не существовала документа, который бы содержал структурированную информацию, позволяющую осуществлять измерений массы нестабильных углеводородов с установленной погрешностью. И в ноябре 2012 года вышел приказ об утверждении первого национального стандарта из серии стандартов ГОСТ Р 8.785-2012 ГСИ. Масса газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования к методикам (методам) измерений. Остальные стандарты из серии сейчас завершили процедуру публичного обсуждения и готовятся их вторые редакции для рассмотрения.

Еще одним вехом в истории Метрологического центра СТП за этот год стало разработка и создание контроллера — Комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «RISO». Данная разработка является инновационной, не имеющая промышленных аналогов в России. Можно отметить огромное количество преимуществ контроллера ИВК «RISO» по сравнению с другими, но основными из них являются низкая стоимость, беспроводные технологии удаленного управления и мониторинга, малые габаритные размеры и вес, простота обслуживания и малая потребляемая мощность, позволяющая использовать в качестве альтернативных источников питания солнечные батареи.

Перед специалистами Метрологического центра СТП была поставлена задача о максимальном расширении назначения контроллера ИВК «RISO». Специалисты Метрологического центра СТП достигли поставленной задачи и назначением контроллера ИВК «RISO» является:

- регистрация, сбор, обработка, хранение и передача информации по учету газа;
- регистрация и вычисление объемного расхода, количества природного и попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям по методу переменного перепада давления;
- измерение расхода газа, давления, температуры; приведение рабочего расхода от ультразвуковых, турбинных, вихревых преобразователей расхода к стандартным условиям;
- расчет физических свойств природного газа;
- расчет физических свойств попутного нефтяного газа.

Всем известно, что для измерения расхода жидкостей и газов сегодня применяются различные технологии и приборы. Но ни один расходомер не может измерить расход абсолютно точно. Чем больше погрешность измерений, тем больше переплачивает или недоплачивает потребитель поставщику. Поэтому, существует целый ряд нормативных документов, устанавливающих требования к погрешностям измерения расхода. Погрешность расходомера устанавливается при его поверке, в результате сравнения показаний поверяемого расходомера с показаниями эталонного средства измерения. Также определяются дополнительные погрешности от влияния температуры окружающей среды. Для этого электронные компоненты расходомера помещают в климатическую камеру. В реальных условиях эксплуатации существует множество факторов, влияющих на точность измерений, и не учитываемых при определении погрешности расходомера. К сожалению, исключение внешних факторов не всегда представляется возможным, поэтому необходимо исследовать их влияние. Именно с этой целью Метрологическим центром СТП в 2012 году были построены, прошли испытания и введены в действие Установка поверочная расходомерная газовая УРГ-2500 и Установка поверочная расходомерная жидкостная УРЖ

Эталоны позволяют проводить различные экспериментальные исследования, в том числе, по определению влияния возмущающих воздействий (вибрации, отрицательные температуры, длины прямых участков и т.д.) на метрологические характеристики расходомеров.

Метрологический центр СТП с нетерпением ждет следующего года для постановки еще более творческих и интересных планов. Отличительной чертой нашего Метрологического центра является нацеленность на оперативное решение поставленных задач и достижение результата.

Весь коллектив Метрологического центра СТП поздравляет коллег с Всемирным днем метрологии. И от души желает крепкого здоровья, неиссякаемой энергии, трудовых и творческих успехов. Пусть с вами и вокруг вас всегда будет команда единомышленников, способная воплотить в жизнь все задуманное и разделить успех, а все ваши и наши трудовые и жизненные начинания венчает достойный результат.

420107, РФ, Казань,
ул. Петербургская 50,
офис 526, 527, 506
тел: +7 (843) 214-20-98, 214-03-76
факс: +7 (843) 227-40-10, 227-40-88
e-mail: office@ooostp.ru
www.ooostp.ru

УДК 553.982+579.66

Исследование влияния химического состава и условий залегания нефтей на численность и активность пластовой микрофлоры в задачах повышения нефтеотдачи на основе статистического анализа

И.Г. Ященко
к.г.-м.н., зав. лаб.[1]
sric@ipc.tsc.ru

Л.И. Сваровская
к.б.н., ст.н.с.[1]

Т.О. Перемитина
к.т.н., н.с.[1]

[1] Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск, Россия

В работе рассматривается решение фундаментальной проблемы, связанной с изучением влияния химического состава и условия залегания нефтей на численность, распространение и активность пластовой микрофлоры с применением статистических методов.

Материалы и методы
База данных ИХН СО РАН по физико-химическим свойствам нефти общим объемом информации 20620 описаний образцов нефти мира, методы статистического анализа.

Ключевые слова
нефть, микробиологические свойства, физико-химические свойства, статистический анализ, метод главных компонент

Введение

Истощение запасов легкодоступных нефтей привело в последние годы к сокращению доли легких и маловязких нефтей в общем объеме мировой добычи и к постепенному увеличению доли трудноизвлекаемых нефтей, что приводит к существенному удорожанию добычи нефти. Одной из перспективных технологий увеличения нефтеотдачи пластов является микробиологическая нефтевытесняющая технология с применением стимулирующих субстратов, способствующих активному росту пластовой микрофлоры [1]. Ее применение позволяет значительно повысить коэффициент нефтеотдачи за счет уменьшения вязкости нефти, увеличения охвата пласта, снижения межфазного натяжения на границе раздела «нефть — вода — порода», увеличения подвижности пластовых флюидов и прироста коэффициента нефтевытеснения [2]. Однако в настоящее время не исследована зависимость численности и активности пластовой микрофлоры от химического состава нефтей и условий их залегания, что не позволяет решать задачи увеличения эффективности указанной технологии повышения нефтеотдачи в условиях добычи трудноизвлекаемых нефтей с особыми свойствами (тяжелые, вязкие, парафинистые, сернистые, смолистые), что и определило основную цель данной работы.

Для выявления влияния химического состава нефти на изменение свойств пластовой микрофлоры, а также для выявления значимых характеристик нефти, которые обладают стимулирующим действием на динамику численности пластовой микрофлоры, были применены нечеткие системы и статистические методы анализа многомерных данных.

Объекты исследования

По результатам исследования различных свойств отобранных проб пластовых вод и нефти сформированы многомерные массивы данных. Всего в анализ включено 74 образца проб пластовых вод и нефти месторождений Западной Сибири, из них Вахское месторождение — 23, Самотлорское — 24 и Советское — 27 образцов. Район исследования представлен на рисунке 1, в таблице 1 представлен перечень свойств, включенных в исследования [3].

Советское и Самотлорское месторождения расположены на востоке Среднеобской нефтегазоносной области, Вахское месторождение находится в центральной части Васюганской нефтегазоносной области. В таблице 2 представлены пределы изменения и средние значения физико-химических свойств нефти рассматриваемых месторождений [3].

Плотность нефти является одной из интегральных характеристик нефти, объединяющих многие физико-химические параметры (фракционный состав, содержание примесей — серы, смол, асфальтенов, парафинов и т.д.). Общеизвестной является тенденция уменьшения плотности нефтей Западной Сибири при возрастании глубины залегания. Приведенные в таблице 2 данные показали, что данная тенденция справедлива для наших трех месторождений. Так, на Вахском и Самотлорском месторождениях при изменении глубин залежей от 1640–1708 м до 2485–2521 м уменьшается в среднем от 0,9006 до 0,8360 г/см^3 для Вахского

Рис. 1 — Зависимость степени обезвоживания нефтяной эмульсии от концентрации реагента

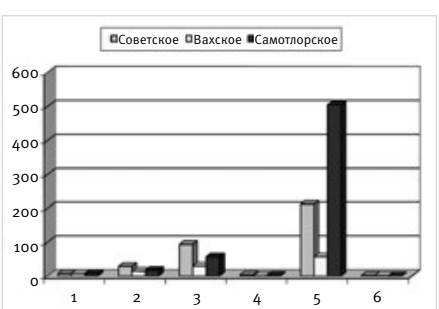


Рис. 2 — Сравнительный анализ средних значений свойств пластовой микрофлоры Советского, Вахского и Самотлорского месторождений

Характеристики	Исследуемые свойства
1. Физико-химические	1.1 Плотность, г/см³
	1.2 Вязкость при 20°С, мм²/с
	1.3 Содержание серы, мас. %
	1.4 Содержание смол, мас. %
	1.5 Содержание твердого парафина, мас. %
	1.6 Содержание асфальтенов, мас. %
2. Микробиологические	2.1 Степень кислотности или щелочности воды pH
	2.2 Сухой остаток (минерализация), г/л
	2.3 Численность гетеротрофной микрофлоры тысяч клеток/см³
	2.4 Сульфовосстанавливающие бактерии (СВБ), тысяч клеток/см³
	2.5 Денитрифицирующие бактерии (ДНБ), тысяч клеток/ см³
	2.6 Углеводородокисляющие бактерии (УОБ), тысяч клеток/см³

Таб. 1 — Перечень физико-химических свойств нефти и характеристик микробиологического анализа пластовой воды

месторождения и от 0,9260 до 0,6870 г/см³ для Самотлорского месторождения. На Советском месторождении пласты залегают еще ниже и среднее значение плотности наименьшее (0,8462 г/см³) по сравнению со средними значениями плотности нефти Вахского и Самотлорского месторождений (табл. 2).

Достаточно близко данные тенденции повторяются при рассмотрении изменений вязкости нефти в пластовых условиях этих месторождений. Наибольшая величина вязкости нефти составляет в среднем 10,33 мм²/см на Самотлорском месторождении. На Советском месторождении вязкость нефти в пластовых условиях в среднем равна 8,06 мм²/см, что является наименьшим значением по сравнению с вязкостью нефти Вахского и Самотлорского месторождений.

С общими закономерностями изменений физических свойств нефти согласуются и изменения их химического состава. Нефти трех месторождений относятся к сернистому типу (от 0,5 до 1,5%). В Самотлорском месторождении, нефть которого имеет наибольшую плотность и вязкость, обладает наибольшим содержанием серы и смол. Наибольшая концентрация асфальтенов характерна для нефти Вахского месторождения. В тоже время на Советском месторождении, нефть которого с наименьшей плотностью и вязкостью, содержание парафинов самое высокое — в среднем 4,12% по сравнению с нефтью Вахского и Самотлорского месторождений.

Наличие большого массива информации по характеристике нефти позволяет выявить зависимости, свидетельствующие о влиянии пластовых вод на свойства нефти в пласте. Для каждого месторождения, как было сказано выше, подсчитаны средние значения параметров нефти — плотность, вязкость в пластовых условиях, содержание серы, смол, асфальтенов и парафинов. Установлено, что пластовые воды на Вахском месторождении имеют изменение минерализации от 12,5 до 25,5 г/л (среднее значение 15,6 г/л), на Советском месторождении минерализация пластовых вод в пределах от 21,3 до 37,7 г/л (среднее значение 26,1 г/л). На Самотлорском месторождении пластовые воды имеют более высокую минерализацию — от 55 до 260 г/л (среднее значение 145,3 г/л). О влиянии подземных вод на свойства нефтей можно говорить, исходя из следующих позиций — сопоставление полученных средних величин по физико-химическим свойствам с соответствующей средней величиной минерализацией показало, что для Самотлорского месторождения нефти имеют наибольшую плотность и вязкость, обладают наибольшим содержанием серы и смол и в тоже время пластовые воды данного месторождения обладают самой высокой минерализацией. Для нефти Вахского и Советского месторождений характерно более низкая плотность и вязкость, более низкое содержание серы и смол, и минерализация пластовых вод для этих месторождений гораздо ниже — в 9 и 5 раз соответственно. Наличие такой зависимости можно предположить на основе того, что длительный контакт нефти в пласте с большим количеством связанной и свободной воды с высоким уровнем минерализации, видимо, приводит к метаморфизму нефти, ее окислению.

Для исследования особенностей свойств пластовой микрофлоры подготовлен массив данных описаний 50 образцов: 23 образца Советского месторождения, 13 — Вахского и 14 образцов Самотлорского месторождения. Проведен сравнительный анализ значений свойств пластовой микрофлоры (табл. 1). На рис. 2 представлены безразмерные количественные оценки усредненных значений показателей микробиологических свойств пластовой воды, порядок которых на рис. 2 по горизонтальной оси соответствует перечислению их в табл. 1.

Анализ свойств проб пластовой микрофлоры показал, что пробы Самотлорского месторождения отличаются наибольшей концентрацией денитрифицирующих бактерий (ДНБ) и только одна проба (скважина № 16068) отличается большей концентрацией гетеротроф, а пробы Советского месторождения обладают большей концентрацией сульфовосстанавливающих бактерий по сравнению с другими. Пробы пластовой микрофлоры Вахского месторождения отличаются наименьшими концентрациями денитрифицирующих и сульфовосстанавливающих бактерий.

Проведение сравнительного анализа большого объема разнородной информации затруднителен, результаты не являются наглядными (табл. 2 и рис. 2), невозможно определить причинно-следственные связи влияния химического состава на численность, распространение и активность пластовой микрофлоры без применения статистических методов анализа многомерных данных. Одним из перспективных подходов к анализу многомерных разнородных данных можно считать подход, основанный на методе главных компонент.

Методы анализа

Проведение сравнительного анализа большого объема разнородной информации затруднено, так как графическое отображение объектов исследования в многомерном пространстве невозможно. В данной работе для определения причинно-следственной связи влияния физико-химических свойств на численность, распространение и активность пластовой микрофлоры предлагается использовать статистический метод главных компонент.

Метод главных компонент (МГК) позволяет описывать исследуемые образцы

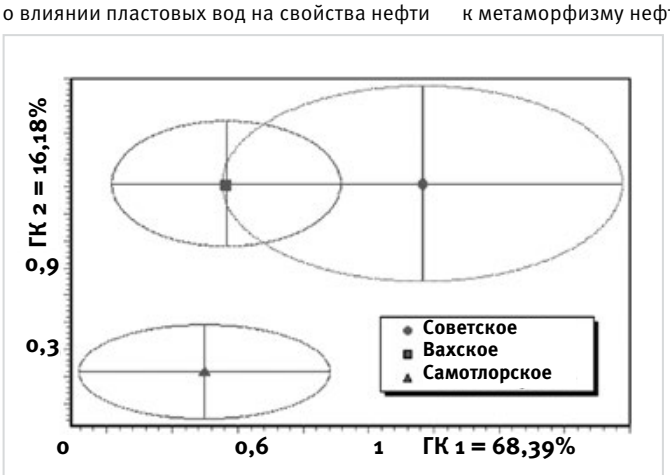


Рис. 3 — Результаты МГК-анализа физико-химических свойств нефти с отображением доверительных интервалов распределения

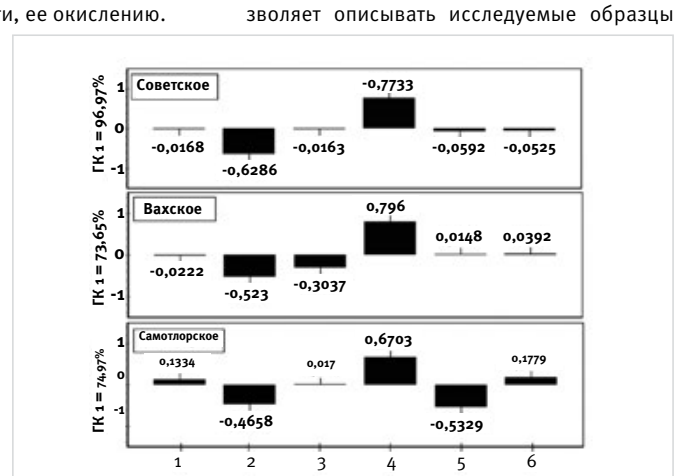


Рис. 4 — Значения нагрузок-проекций на первые главные компоненты значений физико-химических свойств исследуемых образцов нефти

Месторождение (глубина залегания пластов, м)	Пластовая температура, °С	Плотность, г/см³	Вязкость, мм²/см	Содержание, мас. %			
				парафинов	серы	смол	асфальтенов
Вахское (1708–2485)	16,30–90,00 / 76,19	0,8360–0,9006 / 0,8507	6,10–12,10 / 8,28	2,10–3,40 / 2,76	0,22–3,06 / 0,65	0,16–8,60 / 5,55	1,15–5,18 / 2,03
Самотлорское (1640–2521)	57,20–79,00 / 66,99	0,6870–0,9260 / 0,8534	4,50–25,50 / 10,33	0,10–6,56 / 2,69	0,02–3,41 / 1,01	1,70–14,66 / 7,44	0,40–4,01 / 1,45
Советское (1618–2734)	52,50–90,50 / 63,21	0,7270–0,8690 / 0,8462	5,31–12,60 / 8,06	1,17–20,20 / 4,12	0,12–1,08 / 0,82	0,24–11,90 / 7,41	0,52–2,05 / 1,05

*Таб. 2 — Физико-химические свойства нефти Вахского, Самотлорского и Советского месторождений**
**Примечание: в числителе приведен интервал изменений показателя, в знаменателе — среднее значение*

меньшим числом обобщенных показателей — главными компонентами. Последние являются удобными интегральными показателями, так как они отражают внутренние закономерности, которые не поддаются непосредственному наблюдению. При использовании МГК корреляционная матрица используется как исходная ступень для дальнейшего анализа и появляется возможность извлечения дополнительной информации об исследуемых образцах, проведения причинного анализа взаимосвязей характеристик и определения их стохастической связи с главными компонентами [4].

Результаты анализа

Для исследования особенностей физико-химических свойств нефти на рисунке 3 приведены результаты МГК-анализа, где первая и вторая главные компоненты описывают в сумме более 84%, что позволяет произвести переход из шестимерного пространства признаков в пространство двух главных компонент с потерей 16% исходной информации. Для решения вопроса о существовании или отсутствии значимого различия между свойствами образцов трех исследуемых месторождений использовано представление средних значений и доверительных интервалов [4] для образцов каждого месторождения в пространстве двух главных компонент. Из рисунка 3 следует, что с доверительной вероятностью β=90% между анализируемыми физико-химическими свойствами нефти образцов Советского, Вахского нет значимого различия, а образцы Самотлорского месторождения статистически значимо отличается от остальных, что подтверждают отмеченные выше закономерности.

Для проведения сравнительного анализа и выявления наиболее значимых физико-химических показателей был проведен МГК-анализ массива данных о физико-химических свойствах нефти трех месторождений.

Проследить особенности исследуемых образцов для каждого месторождения позволяют значения нагрузок на главные компоненты. Для вычисления значений главных компонент для образцов каждого из трех месторождений были отдельно проанализированы массивы данных. МГК-анализ массива данных о свойствах пластовой микрофлоры 23 образцов Советского месторождения показал, что первая главная компонента описывает более 86% исходной информации. Анализ массива данных о свойствах 13 образцов Вахского месторождения значение ГК 1 составило более 84% и для 14 образцов Самотлорского месторождения значение ГК 1 превысило 97%. В каждом из трех случаев, переход из исходного шестимерного признакового пространства к одномерному пространству первой главной компоненты сопровождается потерей не более 15% исходной информации. На рисунке 6 приведены значения нагрузок (проекций) шести свойств пластовой микрофлоры на первую главную компоненту для образцов трех исследуемых месторождений.

Как видно на рисунке 6, образцы пластовой воды Советского месторождения отличаются наибольшим значением нагрузки — минерализация (показатель 2) по сравнению с образцами Вахского и Самотлорского месторождений. Образцы пластовой воды Вахского месторождения отличаются максимальным значением нагрузки — численность гетеротрофной микрофлоры (показатель 3). В целом, наиболее значимым показателем по значениям нагрузок для образцов воды всех трех месторождений является количество денитрифицирующих бактерий (ДНБ, показатель 5). Известно, что денитрифицирующие бактерии в большей степени способны к использованию жидких легкокипящих н-алканов и ароматических углеводородов. Другой причиной их преимущественного распространения в нефтяных пластах является принадлежность к факультативным анаэробам, т.е. они способны существовать в анаэробных и микроаэрофильных условиях [5].

Известно [5], что ДНБ играют существенную роль в геохимическом цикле азота. Денитрификация сопряжена с окислительно-восстановительным процессом, в ходе которого происходит не только восстановление нитратов до свободного азота и углекислого газа, но и окисление органических веществ нефти. Все эти процессы зависят не столько от численности ДНБ, заселяющих пластовые воды нефтяных месторождений, сколько от их активности. Как видно из рисунка 6, максимальная численность ДНБ определялась в пластовой воде Самотлорского месторождения. На остальных месторождениях также отмечалось преимущественное распространение ДНБ. Бактерии СВБ и УОБ на исследуемых месторождениях по сравнению с денитрифицирующими бактериями определялись в меньшей численности.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 11-05-98023-р_сибирь_а

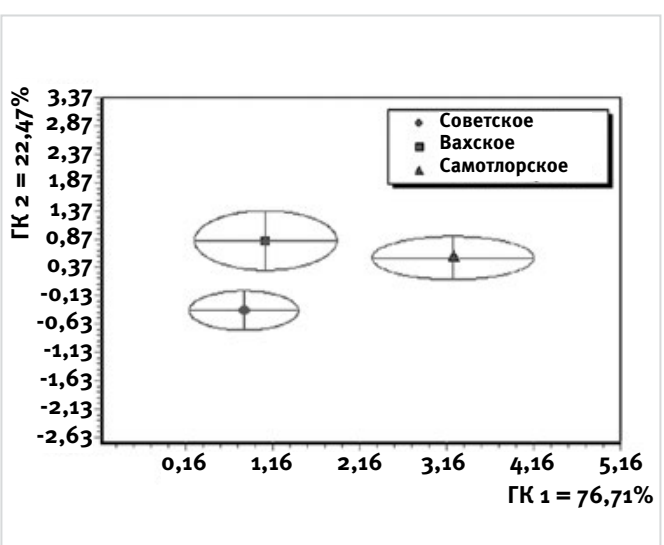


Рис. 5 — Результаты МГК-анализа свойств пластовой микрофлоры с отображением доверительных интервалов распределения

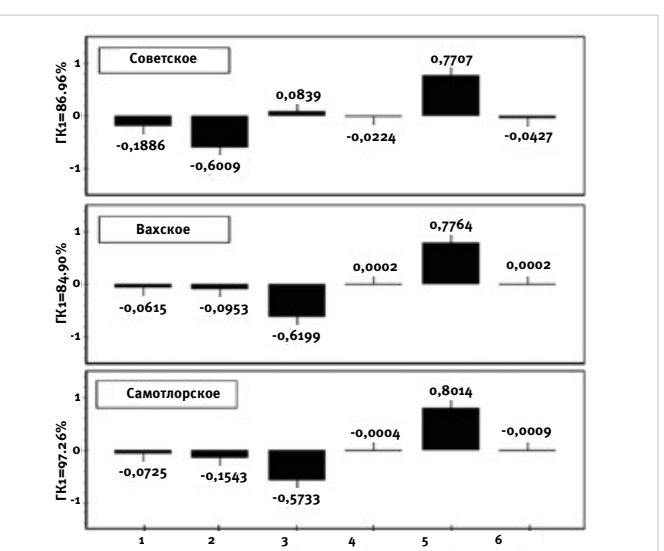


Рис. 6 — Значения нагрузок-проекций на первые главные компоненты значений микробиологических свойств исследуемых образцов пластовой воды

Итоги

Проведен статистический анализ многомерных данных о микробиологических свойствах пластовой воды и физико-химических свойствах нефти Советского, Вахского и Самотлорского месторождений. Выявлены закономерности изменений физико-химических свойств трудноизвлекаемой нефти и микробиологического состава пластовой воды.

Выводы

Применение МГК-анализа позволило проанализировать многомерные данные о микробиологических и физико-химических свойствах образцов Советского, Вахского и Самотлорского месторождений. Расчет доверительных интервалов в пространстве двух первых главных компонент позволил установить значимое различие микробиологических свойств образцов трех месторождений с доверительной вероятностью β=90%. Анализ нагрузок на первую главную компоненту позволил выявить наиболее значимые свойства исследуемых образцов. Выявленные закономерности пространственных и статистических изменений физико-химических свойств нефти и микробиологического состава пластовой воды с помощью метода главных компонент могут быть в дальнейшем использованы для выбора экономически выгодных и эффективных методов увеличения нефтеотдачи, в том числе микробиологических. Установление закономерностей распространения и численности микроорганизмов СВБ позволит своевременно спланировать и провести ряд мероприятий по ингибированию сульфатредуцирующей микрофлоры, участвующей в процессах коррозии скважинного оборудования и нефтепроводов.

Список используемой литературы

1. Алтунина Л.К., Сваровская Л.И., Овсянникова В.С. Микробиологические аспекты комплексного физико-химического метода увеличения нефтеотдачи // Нефтехимия. 2008. Т. 48. № 3. С. 234–237.
2. Сваровская Л.И., Алтунина Л.К. Исследование микробиологического метода увеличения нефтеотдачи на керновой модели месторождения Белый Тигр, Вьетнам. Материалы II Междун. научного симпозиума. Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. Москва, 2009. Т. 1. С. 151–156.
3. Ященко И.Г. Географическое распределение трудноизвлекаемых нефтей Томской области и их физико-химические свойства // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 3 (21). С. 41–46.
4. Перемитина Т.О. Алгоритмы статистического прогнозирования состава и свойств нефти // Автоматизация и современные технологии. 2011. № 9. С. 36–39.
5. Нетрусов А.И., Егорова М.А., Захарчук Л.М. и др. Практикум по микробиологии. М.: Издательский центр Академия. 2005. 605 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

Studies of influence the chemical composition and mode of oil occurrence and activity of microflora in the problems of increasing oil based on statistical analysis

UDC 553.982+579.66

Authors:
Irina G. Yashchenko — Ph.D. in geology and mineralogy, head of the laboratory[1]; sric@ipc.tsc.ru
Lidiya I. Svarovskaya — Ph.D. in biology, senior researcher[1]
Tat'yana O. Peremitina — Ph.D. of technical sciences, researcher[1]

[1]Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation

Abstract

In this paper the solution of fundamental problems associated with the study of chemical composition and mode of oil occurrence in abundance influence, distribution and activityof microflora in formation with the use of statistical methods has been considered.

Materials and methods

Database IPC SB RAS on physico-chemical properties of oil, information scope 20,620 samples oils of the world , geo-information system (GIS ArcGis), methods of statistical analysis.

Results

Statistical analysis of multivariate data on microbiological properties of the produced water and the physicochemical properties samples of the Sovietskoe, Vakhskoye and Samotlorskoye deposits was performed. Patterns of change in physical properties of hard-to oil and microbiological composition of produced water identified.

Conclusions

Application of PCA-analysis allows to analyze multidimensional data on microbiological and physico-chemical properties samples of Sovietskogo, Vakhskogo and Samotlorskogo deposits. The calculation of confidence intervals in the space of two first principal components allowed to establish a significant difference microbiological properties of a sample of three deposits with a confidence level of β=90%. Analysis of loads on the first principal component revealed the most significant properties of the samples. The patterns of spatial and statistical changes in physical and chemical properties of oils and microbiological composition of produced water using the method of principal components can then be used to select cost-effective and efficient methods of enhanced oil recovery, including microbiology. Establishment of the laws of distribution and the number of microorganisms SRB allow timely to plan and host a number of activities for inhibition of sulfate-reducing microorganisms involved in the corrosion of well equipment and pipelines.

Keywords

oil, microbiological properties, physicochemical properties, statistical analysis, principal component analysis

References

1. Altunina L.K., Svarovskaya L.I. Ovsyannikova V.S. *Mikrobiologicheskie aspekty kompleksnogo fiziko-khimicheskogo metoda uvelicheniya nefteotdachi* [Microbiological aspects of complex physical and chemical improved recovery methods]. *Petrochemicals*, 2008, Vol. 48, issue 3, pp. 234–237.
2. Svarovskaya L.I., Altunina L.K. *Issledovanie mikrobiologicheskogo metoda uvelicheniya nefteotdachi na kernovoy modeli mestorozhdeniya Belyy Tigr, V'etnam. Materialy II Mezhdun. nauchnogo simpoziuma. Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov* [The study of microbial enhanced oil on drill core field model White Tiger, Vietnam. Materials II Intern. Scientific Symposium. Theory and practice of enhanced oil recovery]. Moscow: 2009, Vol. 1, pp. 151–156.
3. Yashchenko I.G. *Geograficheskoe raspredelenie trudnoizvlekaemykh neftey Tomskoy oblasti i ikh fiziko-khimicheskie svoystva* [Geographical distribution of hard oil Tomsk region and their physical and chemical properties]. *Exposition Oil Gas*, 2012, issue 3 (21), pp. 41–46.
4. Peremitina T.O. *Algoritmy statisticheskogo prognozirovaniya sostava i svoystv nefti* [Algorithms for statistical prediction of oil structure and properties]. *Automation and modern technology*, 2011, issue 9, pp. 36–39.
5. Netrusov A.I., Egorov M.A., Zakharchuk L.M. etc. *Praktikum po mikrobiologii* [Workshop on microbiology]. Moscow: *Academy Publishing Center*, 2005, 605 p.

УДК 550.8.028

Применение метода ядерных функций для оценки пространственной анизотропии 2-мерных данных и решения задач картопостроения в программном комплексе DV-Geo

М.В. Перепечкин
кандидат технических наук,
начальник отдела поддержки и развития систем компьютерного моделирования месторождений[1]
dv_perepepechkin@cge.ru

И.А. Глобенко
аспирант[2], инженер отдела поддержки и развития систем компьютерного моделирования месторождений[1]
iaglobenko@cge.ru

[1]ОАО «ЦГЭ», Москва, Россия
[2]МГРИ-РГГРУ, Москва, Россия

В статье описана методика картопостроения с определением и учетом пространственной анизотропии данных. Учет анизотропии происходит на основе методики ядерных функций. Предложен алгоритм, реализующий эту методику в программном комплексе DV-Geo.

Материалы и методы
Геолого-геофизические данные по месторождениям. Метод ядерных функций, интерполяция, кригинг.

Ключевые слова
геологическое моделирование, анизотропия, ядерные функции, DV-Geo, ЦГЭ

Рассматривается задача построения карт структурных горизонтов, эффективных и общих мощностей, параметров ФЕС по набору данных с пространственной анизотропией. Как правило, при построении карт оценка пространственной анизотропии происходит экспертно и вносится в метод интерполяции извне, а геологическое строение объекта и история его формирования подсказывают направление пространственной анизотропии. Однако, во-первых, эта процедура не может быть формализована. Во-вторых, параметры анизотропии задаются глобально для всей области, и не учитывают возможных изменений внутри неё. Желательно иметь формальные методы оценки пространственной анизотропии, которые можно встроить непосредственно в алгоритм картопостроения, а также оценить анизотропию не по всей области — а локально для заданной точки моделируемого объекта. Одним из таких методов оценки анизотропии данных является метод ядерных функций. Метод ядерных функций позволяет просто реализовать адаптацию к возможному изменению свойств данных — выбор параметров интерполятора происходит в скользящей окрестности точки с помощью метода перекрестной проверки. Ядерные функции содержат параметризованную анизотропию, поэтому параллельно процедуре сглаживания и интерполяции данных производится оценка параметров анизотропии.

Рассмотрим используемый при картопостроении алгоритм:

1. Построим регулярную сетку.
2. Для каждой точки регулярной сетки найдем ближайшие точки данных.
3. Методом ядерных функций, используя данные по ближайшим точкам, и метод скользящего контроля определим параметры анизотропии данных для каждой точки регулярной сетки.
4. Используя полученные параметры анизотропии, вычислим значение в каждой точке регулярной сетки и построим искомую карту. Построение карты возможно как методом ядерных функций, так и кригингом или методами, основанными на обратных расстояниях.

Теперь опишем используемый метод ядерных функций с применением математического аппарата:

Пусть $(x_\alpha, y_\alpha, Z_\alpha)$, $\alpha=1,\ldots,n$ — результаты измерения некоторого случайного 2-мерного поля Z(x,y)в точках (x_α, y_α) нерегулярной сети измерений, например скважинные данные по моделируемому параметру. Пусть (x_c, y_c) — координаты точки, в которой мы хотим оценить значение $\hat{Z}(x_c, y_c)$ поля. Поместим координаты точек (x_c, y_c) в узлы регулярной сетки. Найдя значение в каждой точке, мы сможем построить карту.

Выбираем множество $B_m(x_c, y_c)$ ближайших точек (x_α, y_α) к исследуемой точке (x_c, y_c), где m — число ближайших точек.

Ядерная оценка значения в точке (x_c, y_c) задается формулой ([1]):

$$\hat{Z}(x_c, y_c \mid \vartheta) = \frac{\sum_{\alpha \in B_m(x_c, y_c)} Z_\alpha \cdot \Phi(x_\alpha - x_c, y_\alpha - y_c \mid \vartheta)}{\sum_{\alpha \in B_m(x_c, y_c)} \Phi(x_\alpha - x_c, y_\alpha - y_c \mid \vartheta)} \quad (1)$$

	R min*	R max**	R отн^	Угол^^
Исходная карта	1000.00	6000.00	0.1666	110.00
Определенные параметры анизотропии по разной выборке точек				
635 точки	—	—	0.2837	110.79
91 точки	—	—	0.1487	109.33
29 точки	—	—	0.1690	111.45

Табл. 1 — Сильно выраженная анизотропия

	R min*	R max**	R отн^	Угол^^
Исходная карта	3000	4000	0.75	135
Определенные параметры анизотропии по разной выборке точек				
635 точки	—	—	0.6354	139.42
91 точки	—	—	0.6081	140.41
29 точки	—	—	0.7175	32.01

Табл. 2 — Случай с менее выраженной анизотропией

** Минимальный радиус вариограммы. ** Максимальный радиус вариограммы. ^ Отношение минимального радиуса к максимальному. ^^ Угол между направлением максимального радиуса и направлением запад восток*

	R min*	R max**	R отн^	Угол^^
Исходная карта	2000	2000	1	-
Определенные параметры анизотропии по разной выборке точек				
635 точки	-	-	0.9259	115.53
91 точки	-	-	0.8808	90.73
29 точки	-	-	0.8469	129.39

Табл. 3 — Изотропный случай

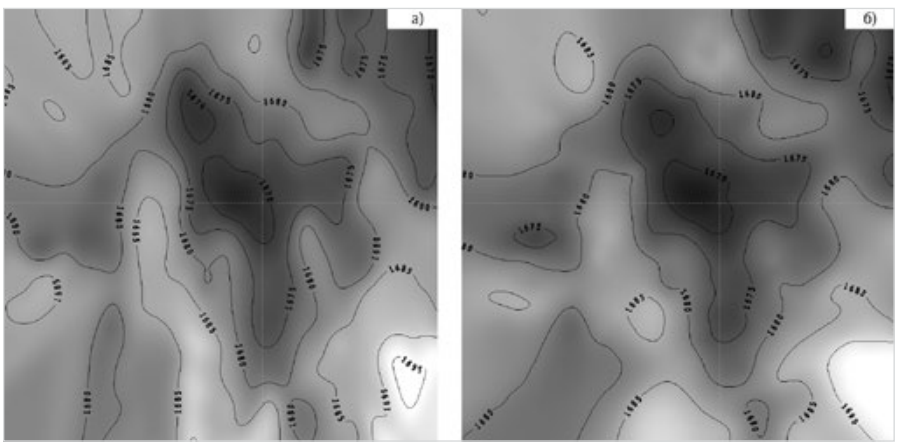


Рис. 1 — Трендовая поверхность, рассчитанная методом ядерных функций (а) и адаптивного метода скользящего среднего [3] с большим параметром сглаживания (б)

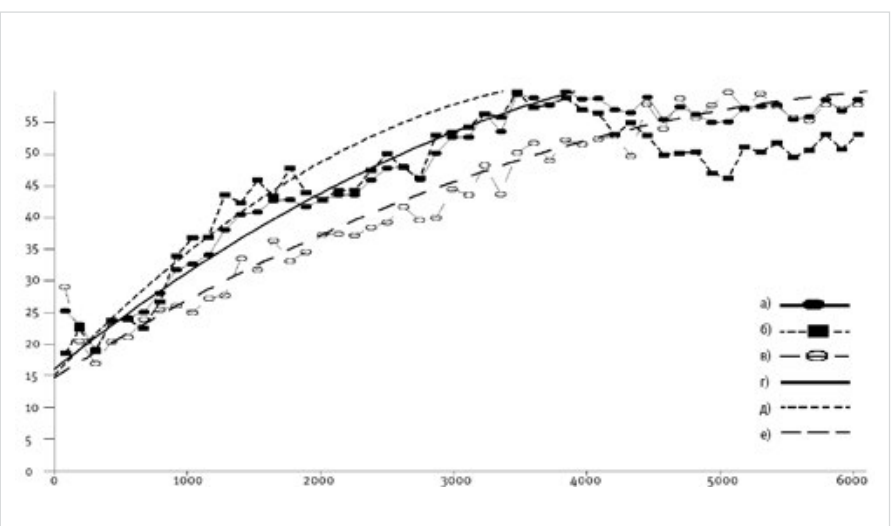


Рис. 2 — Экспериментальные вариограммы без учета анизотропии (а) и с учетом анизотропии для минимального (б) и максимального радиуса (в). Модели вариограмм без учета анизотропии (г) и с учетом анизотропии для минимального (д) и максимального радиуса (е).

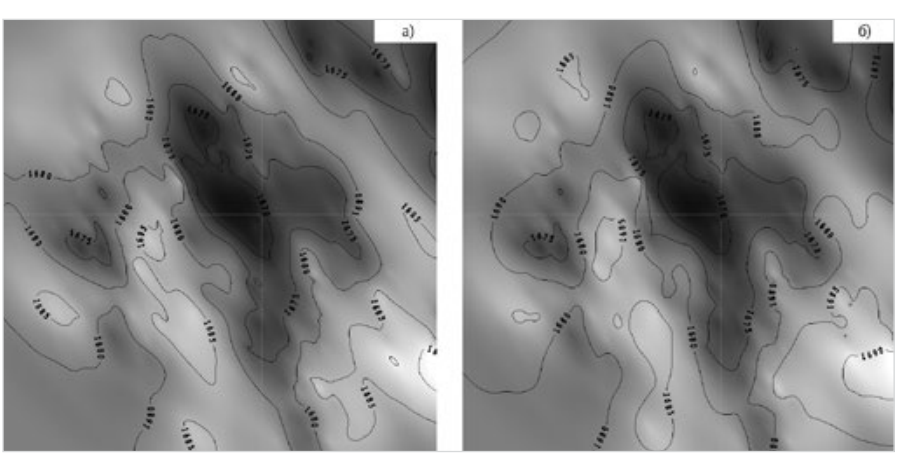


Рис. 3 — Кровля горизонта рассчитанная методом кригинга с учетом (а) и без учета (б) анизотропии направленной под углом 134°

В качестве ядра осреднения возьмем анизотропную Гауссовскую функцию:

$$\Phi(x,y\,|\,\vartheta)=\frac{1}{2\pi\sigma_1\sigma_2}\cdot\exp(-Q(x,y\,|\,\vartheta)/2),Q(x,y\,|\,\vartheta)=$$
$$=x^2\left(\frac{\sin^2\varphi}{\sigma_2^2}+\frac{\cos^2\varphi}{\sigma_1^2}\right)+y^2\left(\frac{\sin^2\varphi}{\sigma_1^2}+\frac{\cos^2\varphi}{\sigma_2^2}\right)+$$
$$+2xy\cdot\sin\varphi\cdot\cos\varphi\cdot\left(\frac{1}{\sigma_1^2}-\frac{1}{\sigma_2^2}\right) \qquad (2)$$
$$\vartheta=(\sigma_1,\sigma_2,\varphi);\quad 0<\sigma_2\le\sigma_1;\quad 0\le\varphi\le\pi$$

Здесь (σ_1, σ_2), $0<\sigma_2\le\sigma_1$ — длины полуосей 2-мерного эллипса рассеяния. Параметр $0\le\varphi\le\pi$ есть угол между направлением главной оси эллипса рассеяния и осью X.

Рассмотрим ядерную оценку для точки (x_β,x_β), принадлежащей множеству $B_m(x_c,x_c)$, используя информацию из других точек наблюдения, принадлежащих тому же множеству:

$$\hat{Z}^{(m)}_{(x_c,\sigma_c)}(x_\beta,y_\beta\,|\,\vartheta)=\frac{\sum\limits_{\alpha\in B_m(x_c,\sigma_c)\setminus\{\beta\}} Z_\alpha\cdot\Phi(x_\alpha-x_\beta,y_\alpha-y_\beta\,|\,\vartheta)}{\sum\limits_{\alpha\in B_m(x_c,\sigma_c)\setminus\{\beta\}}\Phi(x_\alpha-x_\beta,y_\alpha-y_\beta\,|\,\vartheta)} \qquad (3)$$

Применив полученную оценку ко всем точкам множества $B_m(x_c,x_c)$, мы можем вычислить функцию рассогласования для вектора ϑ и оценить его компоненты из решения задачи на минимум[2]:

$$\sum_{\beta\in B_m(x_c,\sigma_c)}|\hat{Z}^{(m)}_{(x_c,\sigma_c)}(x_\beta,y_\beta\,|\,\vartheta)-Z_\beta|^2\to\min_\vartheta \qquad (4)$$

После минимизации получим угол φ и отношение минимального радиуса к максимальному $\frac{\sigma_2}{\sigma_1}$. Важно отметить, что полученные радиусы и радиус вариограммы это не одно и тоже, и они будут отличаться. Однако, отношение радиусов при вариограммном анализе и оценке ядерных функций близко. Ядерная оценка не использует вариограмму для оценки параметров анизотропии, оценка происходит подбором параметров ядра. Полученный угол и отношение можно использовать при интерполяции как самим методом ядерных функций, так и при вариаграммном анализе для кригинга или методами, основанными на обратных расстояниях.

С помощью метода ядерных функций возможно оценить как глобальные параметры анизотропии по всей области (взяв за число ближайших все точки), так и локальные параметры определив количество ближайших точек или радиус в котором следует производить оценку.

Для оценки работоспособности выбранного подхода с помощью метода стохастической симуляции построим несколько карт с заданной, заранее известной степенью анизотропии, взяв в качестве параметра, вариограммы с разными радиусами в двух взаимно перпендикулярных направлениях. И выбрав из них в произвольных точках значения, на которых в дальнейшем будем выполнять тестирование нашего метода.

Зададим три варианта распределения данных с разной выраженностью пространственной анизотропии: сильно выраженная анизотропия (табл. 1), средне выраженная анизотропия (табл. 2), и изотропный случай (табл. 3). Создадим для каждого варианта несколько выборок случайных точек, на которых предлагаемым методом оценим пространственную анизотропию.

Направление сильно выраженной анизотропии хорошо определяется на любом числе точек (табл. 1), определение отношения радиусов сильно от взаимного расположения точек. При менее выраженной анизотропии с

уменьшением числа точек качество определение параметров анизотропии падает, при 29 точках данных возможно неверное определение угла (табл. 2). При изотропной среде, определяемое отношение максимального радиуса к минимальному не опускается ниже 0.8, что при использовании метода не позволит нам внести в расчет серьезную ошибку, даже если анизотропия отсутствует (табл. 3).

Видно, что метод ядерных функций может быть использован для определения пространственной анизотропии и лучше работает на большом количестве исходных данных.

Использование ядерной оценки в качестве метода интерполяции данных дает сильно осредненную карту и может быть использован для выделения тренда из исходных данных, но метод затратен с точки зрения используемых вычислительных ресурсов. На рис. 1 показана получаемая данным методом трендовая карта, видно, что она учитывает направление анизотропии данных, в отличие от других методов.

Намного ценнее полученные данные анизотропии, которые можно использовать как при интерполяции любыми другими методами, так и для общего понимания природы происхождения исследуемых данных.

При интерполяции с помощью кригинга [4] будем учитывать глобальные параметры анизотропии по всей области, чтобы не нарушать требования стационарности данных. По скважинным данным были определены следующие параметры анизотропии: угол между осью X и большим радиусом вариограммы 134°, отношение радиусов 0.768. Для оценки качества определения глобальных параметров анизотропии по исходным данным в найденных направлениях были построены вариограммы приведенные на рис. 2. Далее полученные вариограммы были использованы при расчете карт методом кригинга. Полученные карты представлены на рис. 3.

Видно, что анизотропия существует и вариограммный анализ подтвердил ее наличие, данное оценкой методом ядерных функций. Незначительную глобальную анизотропию трудно определить исходя из экспертной оценки исходных данных, но она вносит заметные изменения в получаемую карту в межскважинном пространстве. Метод ядерных функций позволил формально определить анизотропию и учесть ее при картопостроении.

При использовании методов интерполяции, основанных на обратных расстояниях, возможен учет, как глобальных параметров анизотропии, так и локальных. Наибольший интерес представляет учет локальных изменений анизотропии, так как ее направление и величина может меняться в разных точках картируемой области, и необходимо учитывать это при моделировании.

При определении локальной анизотропии в дальнейшем будем использовать множество из 40 ближайших точек. Для проверки возможности учета локальной анизотропии рассмотрим два простых случая: искусственно заданы поверхности, наклоненные в направлении север-юг и восток-запад, по ним рассчитаны значения в скважинах, и проведена интерполяция этих значений. Результаты интерполяции по таким данным отображены на рис. 4.

Из рисунков (д) и (е) видно, что сильная однородная изменчивость данных легко определяется методом ядерных функций, а при отсутствующей анизотропии, как мы проверили ранее (оценка глобальной анизотропии — табл. 3) определяемые параметры не вносят сильной ошибки. Следовательно, мы можем использовать данный метод для определения параметров локальной анизотропии и их учета при моделировании. На рис. 5 показаны примеры реальных поверхностей, рассчитанных с учетом локальной пространственной анизотропии.

Использование данных по локальной пространственной анизотропии вносит заметные изменения в получаемую карту в межскважинном пространстве.

Метод ядерных функций может быть применим при интерполяции данных для выделения тренда. Но главное, он позволяет получить параметры анизотропии, которые могут быть эффективно использованы другими методами интерполяции. Метод позволяет оценить направление общей анизотропии данных при использовании геостатистических методов интерполяции и выделить направление и величину локальной изменчивости для прочих методов. Метод используется при картопостроении в программном комплексе DV-Geo [5].

Работа была выполнена при поддержке гранта РФФИ № 12-05-33066 мол_а_вед, гранта для молодых кандидатов наук Министерства образования и науки РФ № МК-630.2013.5 и гранта ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» Министерства образования и науки № 2012-1.2.2-12-000-1008-4378 (контракт № 8335).

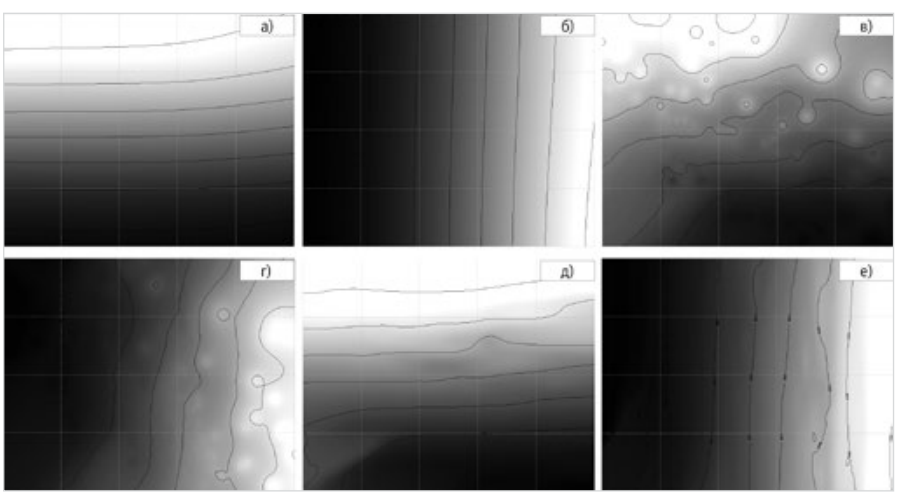


Рис. 4 — Исходные поверхности (а, б). Метод обратных расстояний без учета анизотропии (в, г) и с учетом локальной анизотропии — (д, е)

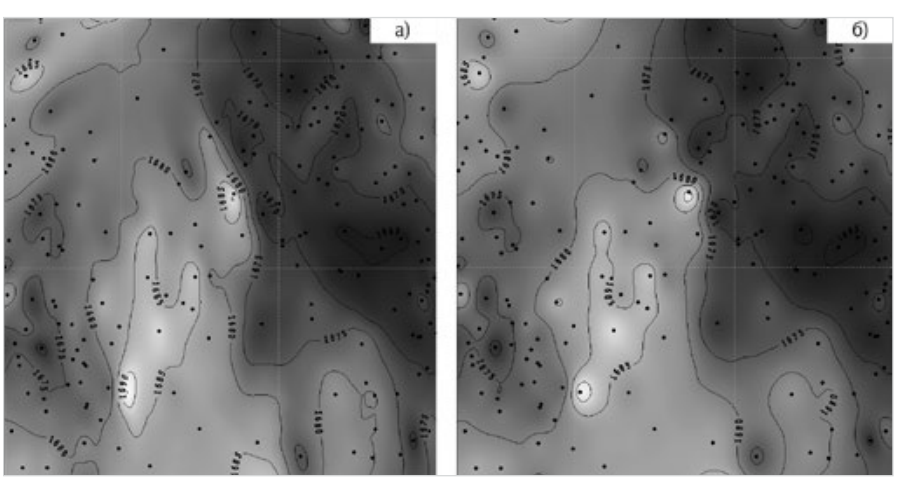


Рис. 5 — Интерполяция кровли горизонта методом обратных расстояний с учетом анизотропии (а) и без учета анизотропии (б)

Итоги

Метод ядерных функций показал свою эффективность для определения параметров анизотропии.

Выводы

Метод ядерных функций позволяет оценить направление общей анизотропии данных при использовании геостатистических методов интерполяции и выделить направление и величину локальной изменчивости для прочих методов. Метод используется при картопостроении в программном комплексе DV-Geo.

Список используемой литературы

1. Хардле В. Прикладная непараметрическая регрессия. М.: Мир, 1993. 349 с.
2. Лесин В.В., Лисовец Ю.П. Основы методов оптимизации. М.: МАИ, 1995. 344 с.
3. С.И. Билибин, М.В. Перепечкин, Е.В. Ковалевский. Моделирование залежей углеводородов для подсчета запасов в программном комплексе DV-Geo // Экспозиция Нефть Газ, 2010. №3. С. 36–38.
4. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. М.: Мир, 1968. 408 с.
5. Кашик А.С., Гогоненков Г.Н., Билибин С.И., Перепечкин М.В., Ковалевский Е.В. Система геологического моделирования DV-Geo как пример российского инновационного бизнеса // Экспозиция Нефть Газ, 2011, №5. С. 11–15

Application of kernel functions to the two-dimensional data spatial anisotropy estimation and to solving of mapping problems in the DV-Geo software system

UDC 550.8.028

Authors:
Mihail V. Perepechkin — ph.D.[1]; dv_perepepechkin@cge.ru
Ivan A. Globenko — ph.D. student[2], engineer[1]; iaglobenko@cge.ru

[1]Central Geophysical Expedition, Moscow, Russian Federation
[2]Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russian Federation

Abstract
The article describes a method of mapping which determinates and takes into account the spatial anisotropy of data. Consideration of anisotropy is based on the methodology of kernel functions. The algorithm is proposed which implements this technique in the DV-Geo program system.

Materials and methods
Geological and geophysical field data. The method of kernel functions, interpolation, kriging.

Results
The method of kernel functions has shown it effectiveness for anisotropy parameter determination.

Conclusions
The method of kernel functions allows us to evaluate the overall data anisotropy direction for geostatistical interpolation methods and highlights the direction and magnitude of the data local variability for other methods. The method is used in data mapping in DV-Geo software system.

Keywords
geological modeling, anisotropy, kernel functions, DV-Geo, CGE

References
1. Hardle W. Applied nonparametric regression. New York: Cambridge university press, 1990.
2. Lesin V.V., Lisovec Ju.P. *Osnovy metodov optimizacii* [Fundamentals of method of optimization]. Moscow: *MAI*, 1995, 344 p.
3. Bilibin S.I., Perepechkin M.V., Kovalevskiy E.V. *Modelirovanie zalezhey uglevodorodov dlya podscheta zapasov v programmnom komplekse DV-Geo* [Modeling of hydrocarbon reservoirs and reserves estimation in the software complex DV-Geo]. *Exposition Oil Gas*, 2010, issue 3, pp. 36–38.
4. Materon Zh. *Osnovy prikladnoy geostatistiki* [Fundamentals of Applied Geostatistics]. Moscow: *Mir*, 1968, 408 p.
5. Kashik A.S., Gogonenkov G.N., Bilibin S.I., Perepechkin M.V., Kovalevskiy E.V. *Sistema geologicheskogo modelirovanija DV-Geo kak primer rossijskogo innovacionnogo biznesa* [DV-Geo geomodeling system as an example of innovation business in Russia]. *Exposition Oil Gas*, 2011, issue 5, pp. 11–15.

УДК 665.6

Рациональное использование компонентов широкой фракции легких углеводородов на объектах нефтедобычи

И.Ю. Хасанов
д.т.н[1]
npc-sherik@mail.ru

В.И. Рогозин
к.т.н.[1]

Шефер А.Г.
начальник управления производственно технологического сопровождения[2]

А.Н. Яковлев
главный инженер[3]

[1]ООО НПЦ «Шэрыкъ», Салават, Россия
[2]ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг Лтд, Москва, Россия
[3]ТОО «Каракудукмунай, Актау, Казахстан

В настоящей статье рассмотрен вариант решения одной из наиболее острых и актуальных проблем нефтегазового сектора — рациональной утилизации ШФЛУ, «узкого» места в производственной цепочке использования дополнительных объемов ПНГ на малых, удаленных и вновь разрабатываемых месторождениях, доля которых неуклонно растет. Предложена новая безотходная технология переработки ШФЛУ на базе МГБУ, блок сепарации которой интегрирован в технологические объекты одной из промысловых УКПГ.

Материалы и методы
Компьютерное исследование массообменных процессов контактного разгазирования и фракционирования многокомпонентных смесей с учетом составов сырья, фактических загрузок и технологических параметров подготовки нефти и низконапорных газов.

Ключевые слова
широкая фракция легких углеводородов, товарная нефть, давление насыщенных паров, сепаратор, составы пара и жидкости, малогабаритная блочная установка, комплексная подготовка газа

Одной из актуальных проблем нефтегазового сектора остается рациональная утилизация непосредственно на месторождениях и использование ШФЛУ — насыщенной газом углеводородной жидкости, компонентный состав которой представлен гексан-бутановой фракцией.

На сегодня основным направлением переработки ШФЛУ является ее фракционирование, когда путем четкой ректификации получают сухой газ, сжиженные газы С3, С4, пропан-бутановые фракции, стабильный газовый бензин. Все они, включая и саму ШФЛУ, находят спрос как на внутреннем, так и на внешнем рынках. Однако, применительно малых, удаленных от потребителей получаемой продукции месторождений, из-за отсутствия спроса на них в промысловых условиях, необходимости значительных капитальных вложений на оборудование и обустройство и существенных эксплуатационных затрат на осуществление технологического процесса и на вывоз продукции, такое решение зачастую становится нерентабельным.

В то же время большинство нефтяных компаний (НК), приступив к реализации Целевой газовой программы, констатируют остроту проблемы утилизации жидких фракций нефтяного газа — «узкого» места в производственной цепочке использования дополнительных объемов ПНГ на малых, удаленных и вновь разрабатываемых месторождениях, доля которых неуклонно растет. Во-первых, компании не считают рациональным самостоятельно реализовывать крупные инвестиционные проекты на переработку ШФЛУ непосредственно на промыслах. Во-вторых, доступ нефтедобывающих предприятий к системам газопереработки ОАО «Сибур Холдинг», объединяющего почти все предприятия, перерабатывающие подобное сырье, особенно в Западной Сибири, ограничен.

В сложившихся условиях нами разработана технология и создан сепаратор для горячей сепарации ШФЛУ с возвратом её тяжелых углеводородов (конденсата) в товарную нефть с повышением её бензинового потенциала непосредственно на промысле. Такая постановка задачи не требует четкого разделения исходного сырья — углеводородов (УВ) на газовые и жидкие компоненты. Единственным критерием эффективности процесса разгазирования ШФЛУ является давление насыщенных паров смеси конденсата с товарной нефтью, поставляемой потребителю, значение которого должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002 (не превышать 0,067 МПа при температуре 37,8°С).

На рис. 1 приведен материальный баланс процессов сепарации ШФЛУ и смешения полученной ее жидкой фазы с товарной нефтью для одного из возможных режимов работы разработанной установки, интегрированной в схему УКПГ месторождения «Каракудук».

При этом, теоретическую оценку фазового состояния газоконденсатных систем в процессах разгазирования и моделирование поведения многокомпонентных смесей (МКС) в равновесных условиях выполняли с помощью уравнений термодинамического фазового состояния, материального баланса процесса и коэффициентов распределения УВ компонентов.

Уравнение материального баланса (уравнение Речворда) записывается, как известно, в виде

$$\sum x_i = \sum \frac{z_i}{1 + e \cdot (k_i - 1)} = 1{,}0\ , \qquad (1)$$

где x_i, z_i — мольные доли i-го компонента в неиспаренной жидкости и в исходной смеси;
e — мольная доля отгона (степень испарения);
k_i — константа фазового равновесия (коэффициент распределения i-го компонента).

Решение (1) имеет смысл, когда система находится в двухфазном состоянии, когда выполняются следующие неравенства: $\sum z_i \cdot k_i > 1$ и $\sum z_i / k_i > 1$. Заметим, что соотношение $\sum z_i \cdot k_i = 1$ соответствует началу разгазирования (кипения) раствора, $e = 0$; а соотношение $\sum z_i / k_i = 1$ — условию начала конденсации насыщенных паров, конца однократного испарении (ОИ), $e = 1$.

Долю ОИ и состав жидкой фазы определяют, как правило, методом последовательных приближений по уравнению (1).

Состав равновесного пара связан с составом жидкости уравнением фазового равновесия

$$y_i = k_i \cdot x_i = \frac{P_i}{P_o} \cdot x_i, \qquad (2)$$

где y_i — мольная доля i-го компонента в парах;
x_i — то же в жидкости;
P_i — давление i-го индивидуального компонента;
P_o — давление в системе.

Давление насыщения растворов УВ (ДНП), условие появления газовой фазы, рассчитывали при заданных температуре и составе жидкой фазы как

$$P_o = p_1 + p_2 + \ldots p_n = P_1 x_1 + P_2 x_2 + P_n x_n, \qquad (3)$$

где p_1, p_2... p_n — парциальные давления 1-го, 2-го... ..n-го компонентов.

При этом нефть рассматривали как смесь узких фракций (точечных компонентов), давление которых описывается известными уравнениями (Ашворта, Антуана и др.).

Все термодинамические расчеты процессов дегазации, дросселирования и фракционирования МКС проводили на адаптированных к реальным объектам моделях в

программно-вычислительном комплексе. Расчеты показали, что предложенная технология по возврату в полезный оборот побочного продукта нефтедобычи позволяет существенно увеличить выход товарной нефти и улучшить ее качество за счет увеличения ее бензинового потенциала [1]. Например, в показанном на рис. 1 варианте в добытую нефть возвращается до 25,5 т/сут. конденсата.

Осуществлена практическая реализация разработанного технологического процесса. Создана малогабаритная установка частичной дегазации ШФЛУ, которая вошла в состав промысловой УКПГ непосредственно на месторождении [1, 2]. В настоящее время установка успешно работает.

Для сопоставительного анализа и оценки возможности дальнейшего совершенствования технологического процесса и оборудования в таблице приведены составы технологических потоков по двум возможным вариантам разделения ШФЛУ.

Из приведенного УВ состава ШФЛУ следует, что теоретическое содержание в ней бензиновых углеводородов составляет 25%, а оставшиеся 75% приходится на «жирный» газ. На действующей установке (рис. 1) получается 74,7% масс. жирного газа, в составе которого за счет нечеткости разделения МКС еще содержится более 16,8% наиболее ценных и нерационально используемых компонентов нефти C_{5+} (столбец 4). Рациональная утилизация большого количества такого газа, несмотря на его частичное использование на внутренние нужды нефтепромысла, вызывает определенные трудности.

Компонент	ШФЛУ, ДНП 798,40 кПа	Действующая установка, t=60,1°C,		Блочная установка, проект			
				Блок сепарации		Блок фракционирования	
				t=67,1°C, P=0,90 МПа		tZ=67,1°C*, P_Z=0,90 МПа;	
	X_{iL}	X_i	Y_i	X_i	Y_i	X_{iR}	Y_{iD}
1	2	3	4	5	6	7	8
C_2	0,0251	0,0045	0,0318	0,0044	0,0300	0,0000	0,0355
C_3	0,3688	0,1640	0,4360	0,1574	0,4183	0,0013	0,4962
и-C_4	0,1084	0,0885	0,1149	0,0848	0,1137	0,0122	0,1331
н-C_4	0,2488	0,2483	0,2489	0,2408	0,2526	0,1007	0,2848
и-C_5	0,0823	0,1339	0,0654	0,1326	0,0700	0,2882	0,0300
н-C_5	0,1025	0,1875	0,0747	0,1875	0,0816	0,4185	0,0198
н-C_{6+}	0,0641	0,1733	0,0283	0,1926	0,0338	0,1791	0,0005
Σ	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

** Подстрочные индексы относятся: Z — к сырью, R — к остатку, D — дистилляту; tD=49,0°C, PD=0,87 МПа; tR=115,3°C, PR=0,90 МПа*

Таб. 1 — Характеристика технологических потоков, масс. доли

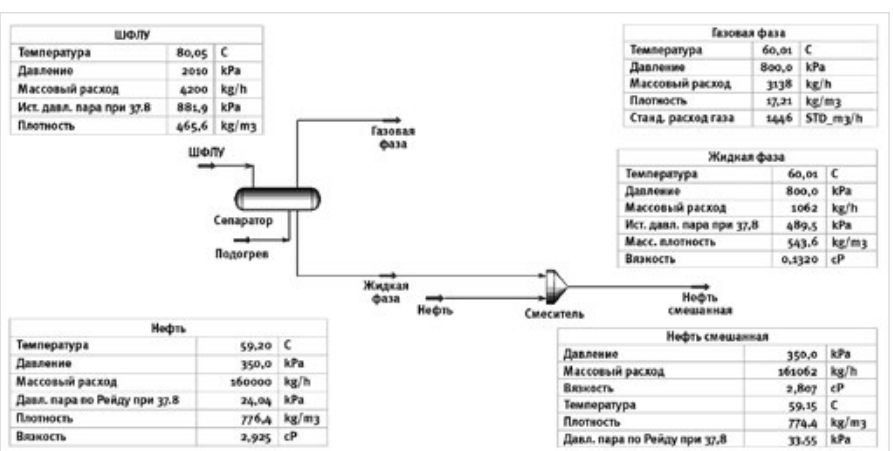


Рис. 1 — Характеристика потоков сепарации ШФЛУ и смешения ее жидких фракций с товарной нефтью

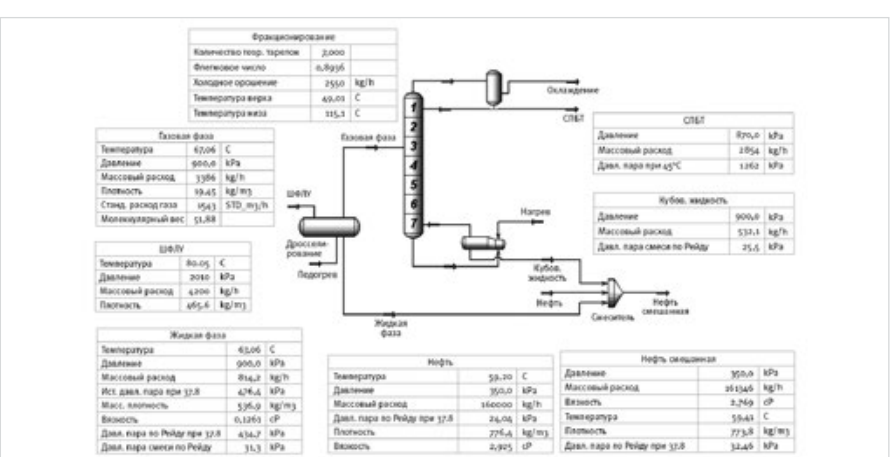


Рис. 2 — Материальный баланс МГБУ и общая характеристика технологических потоков

Нами предлагается улучшенный вариант безотходной технологии переработки ШФЛУ непосредственно на месторождении с получением товарной продукции — сжиженного газа по ГОСТ Р 52087 «Газы углеводородные сжиженные топливные» и полуфабриката нефтяного конденсата для смешения с товарной нефтью. Для этих целей предлагается малогабаритная блочная установка МГБУ, которая также оптимально «вписывается» в существующий технологический процесс УКПГ. Использование ноу-хау позволяет значительно уменьшить габариты установки, снизить расходы тепла и хладоносителя при получении продуктов разделения. Составы технологических потоков для одного из возможных режимов работы МГБУ показаны в таблице 1 (столбец 5–8).

Дополнение установки блоком фракционирования газов сепарации ШФЛУ, сохраняя давления сепарации, позволяет получать товарную пропан-бутановую смесь и существенно увеличить глубину извлечения жидких УВ C_{5+}. На рис. 2 приведен предлагаемый материальный баланс и характеристика технологических потоков сепарации и фракционирования компонентов ШФЛУ. Применительно к приведенным расходам товарной нефти и ШФЛУ (160000 кг/ч и 4200 кг/ч, соответственно) достигается увеличение выхода нефти на 284,3 кг/ч за счет дополнительной добавки конденсата повышенной кондиции. Содержание конденсата в товарной нефти при этом составит 0,83% масс. вместо 0,66% на действующей установке. ДНП нефтегазоконденсатной смеси составит 32,46 << 66,7 кПа, что свидетельствует о ее стабильности и, следовательно, не приведет к потерям легких УВ при ее транспорте, хранении и использовании.

Реализация полученных СУГ, соответствующих требованиям ГОСТ Р 52087 «Газы углеводородные сжиженные топливные», может также дать ощутимую выгоду. По данным экспертов цена жидких УВ на внутреннем рынке на март составила, руб. за тонну: ШФЛУ — 10 600; СУГ — 15 600; нефть — 23 000, соответственно.

Как видно, из приведенных ценовых показателей, выгода от реализации разработанного процесса очевидна.

Итоги

Предложена новая безотходная технология и аппаратурное оформление переработки ШФЛУ на малых и удаленных месторождениях. Компаундирование товарной нефти жидкими фракциями ШФЛУ в магистральном трубопроводе позволяет увеличить выход товарной нефти и восстановить

ее бензиновый потенциал при сохранении стабильности нефтегазоконденсатной смеси по ДНП. СУГ, получаемый из газов сепарации ШФЛУ, соответствует стандарту на «Газы углеводородные топливные».

Выводы

Разработанный способ переработки и утилизации ШФЛУ, полученной из низконапорных ПНГ на УПГ удаленных месторождений, может найти практическое применение недропользователями при реализации Газовых программ и предпринимателями малого и среднего бизнеса.

Список используемой литературы

1. Гуржий С.Л, Лунева Н.Н., Рогозин В.И., Хасанов И.Ю. Анализ экономической эффективности внедрения новой технологии утилизации ШФЛУ в промысловых условиях и аппаратурного ее оформления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. №4. С. 21–26.
2. Гуржий С.Л. Установка промысловой сепарации ШФЛУ на удаленных нефтяных месторождениях // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. №3. С.19–25.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Rational use of natural gas liquid components at oil production facilities

UDC 665.6

I.Yu. Khasanov — Dr.Tech.Sci.[1]; npc-sherik@mail.ru
V.I. Rogozin — cand.Tech.Sci.[1]
A.G. Schaefer — head of management of production engineering support[2]
A.N.Yakovlev — chief engineer[3]

[1]NPTs Sheryk LLC, Salavat, Russian Federation
[2]Lukoil Overseas Holding Ltd, Moscow, Russian Federation
[3]Karakudukmunay LLP, Aktau, Kazakhstan

Abstract

In this article is considered an alternate solution of one of the most acute and actual oil-and-gas sector problems — rational utilization of NGL, a "bottle neck" in the production chain of use of additional APG on small, remote and newly developed fields which share is growing steadily. A new waste-free NGL processing technology based on a small-size package plant which separation unit is integrated into technological facilities of one of field complex gas treatment plants is offered.

Materials and methods

Computer-aided research of mass-exchange processes of contact degassing and multicomponent mixtures fractionation within the HYSYS environment taking into account feed-stock composition, actual loads and technological parameters of oil and low pressure gases treatment.

Results

A new waste-free technology and hardware support of NGL processing on small and remote fields is offered. Compounding of commodity oil and NGL liquid fractions in main pipelines allows to increase commodity oil yield and to recover its petrol potential preserving oil-gas condensate mix' saturated vapor pressure stability. LHCG received from NGL separation gases conforms to the "Liquefied Hydrocarbon Fuel Gases" standard.

Conclusions

The formulated processing and utilization method of NGL received from low pressure APG at complex gas treatment plants on remote fields can find practical application by subsoil users at implementation of Gas Programs as well as small and medium business entrepreneurs.

Keywords

natural gas liquids, commodity oil, saturated vapor pressure, separator, vapor and liquid compositions, small-size complex gas treatment plant

References

1. Gurzhy S.L, Luneva N.N., Rogozin V.I. Khasanov I.Yu. *Analiz ekonomicheskoy effektivnosti vnedreniya novoy tekhnologii utilizatsii ShFLU v promyslovykh usloviyakh i apparaturnogo ee oformleniya* [Cost effectiveness analysis of implementation of a new NGL utilization technology under field conditions and of its hardware support as well]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov,* 2011, issue 4 pp. 21–26.
2. Gurzhy S.L. *Ustanovka promyslovoy separatsii ShFLU na udalennykh neftyanykh mestorozhdeniyakh* [Installation of field separation of NGL on remote oil fields]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti nefteproduktov,* 2011, Issue 3, pp. 19–25.

Научно-производственный центр «Шэрыкъ»

453266, Башкортостан, г. Салават-16, а/я 328
тел. (3476) 36-22-63, факс (3476) 36-19-74, E-mail: npc-sherik@mail.ru

Сфера деятельности — от научно обоснованной идеи до поставки оборудования и технологий в производство
Генеральный директор — доктор технических наук, заслуженный деятель науки РБ Хасанов Ильмер Юсупович

Направления деятельности. Научные исследования и разработка техники и технологий для нефтегазового комплекса, передача технологий и поставка техники нефтегазопромышленным компаниям применительно:
- охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти и нефтепродуктов;
- строительства, реконструкции, эксплуатации и ремонта объектов нефтегазодобычи и трубопроводного транспорта;
- подготовки и хранения нефти и нефтепродуктов;

Деловые партнеры: ОАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «Салаватнефтемаш»; ЗАО «Белебеевский механический завод»; ЗАО «Уфагидромаш»; ОАО «МК «Витязь»; ТОО «Таза-Мунай «Актобе»; ТОО «Каракудукмунай» и др.

Потребители продукции: Российские и зарубежные нефтегазодобывающие и трубопроводные предприятия и организации.

на правах рекламы

УДК 622.276

От теории к практике. Технология уменьшения обводнённости продукции доказала свою эффективность, но нуждается в дальнейших испытаниях

В.Н. Корякин
главный геолог НГДУ-1[1]

М.Х. Аминев
заместитель директора по НТиТ[2]

А.А. Змеу
ведущий инженер-технолог службы разработки скважинных технологий[2]

[1]ОАО «Белкамнефть», Ижевск, Россия
[2]ООО НПФ «Пакер», Октябрьский, РБ, Россия

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой или постоянно увеличивающейся обводнённостью добываемой продукции. Поэтому проблемы совершенствования ранее известных технологий, направленных на снижение объёмов попутно добываемой воды и повышение нефтеотдачи частично заводнённых пластов, являются весьма актуальными.

Ключевые слова
добыча, повышение нефтеотдачи, газ, нефть, вода, скважина

Как извлечь остаточные запасы?

Обводнение ставит под угрозу продолжение эффективной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти, дающих сравнительно невысокий коэффициент нефтеизвлечения. Большое количество скважин, достигнув предела рентабельности, уходит из действующего фонда или работает на пороге рентабельности. В то же время высокий процент недействующего фонда не означает полного отбора удельных извлекаемых запасов.

Применение современных технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов на объектах, находящихся на поздней стадии, оказывается малоэффективным и зачастую экономически нецелесообразным. Поэтому вопрос внедрения низкозатратных методов увеличения добычи нефти с целью доизвлечения остаточных запасов высокообводнённых объектов на сегодняшний день является крайне актуальным.

При стандартной схеме эксплуатации в скважину спускают насосное оборудование, устанавливают его над интервалом перфорации, снижают давление на приёме насоса, тем самым снижая забойное давление и вызывая приток жидкости из пласта. При обводнённости продукции более 20–30% и дебите жидкости до 100 м^3 в сутки в 146-миллиметровой эксплуатационной колонне и до 150 м^3 в сутки в 168-миллиметровой происходит перераспределение потоков флюида и гравитационное разделение его на фазы «газ–нефть–вода».

Вода как агент, имеющий большую подвижность, чем нефть, поступает в скважину быстрее, оттесняя приток нефти из призабойной зоны и тем самым образуя конус притока, направленный вверх. Так возникает искусственный водный барьер для нефти, происходит смачивание водой продуктивной части вскрытого интервала пласта, повышается процент обводнённости добываемой жидкости.

Технология уменьшения обводнённости и гидрофобизации призабойной зоны

Данная проблема изучалась нефтяниками ещё в прошлом столетии. Имелся опыт внедрения, но информация по проведённым испытаниям разрознена и не имеет окончательного результата. Отрицательный же результат зачастую связан с качеством применяемого оборудования для эксплуатации скважин.

1ПРОК-УОА-1. Она состоит из двух перепускных клапанов типа КПГ, устанавливаемых в подошве интервала перфорации пласта и выше его кровли, узла безопасности типа РК, пакера типа ПРО-ЯДЖ-О и узла разъединения типа ИПГ.

Через верхний клапан происходит отбор газа и газожидкостной смеси, а

Рис. 1

через нижний — отбор более тяжёлой её водной части. Тем самым сдвигается точка депрессии к подошве пласта, образуя обратный конус притока с вершиной, направленной вниз. При таком положении конуса в призабойной зоне происходит вытеснение воды из ранее заполненных ею пор нефтью. В свою очередь, происходит смачивание пор нефтью, что благотворно влияет на проницаемость призабойной зоны. Вода оттесняется к подошве пласта, исчезает водяной экран, препятствующий поступлению нефти в скважину, обводнённость продукции уменьшается.

Также благодаря работе клапанов КПГ на гравитационном принципе решается вопрос защиты пласта при ремонте скважины, поскольку исключается контакт «пласт–технологическая жидкость».

В процессе глушения скважины повышается давление в надклапанном пространстве и клапаны закрываются, препятствуя попаданию жидкости глушения в пласт. Это также сокращает время и затраты на освоение продуктивного пласта после окончания ремонтных работ.

Данная технология применима при любом сочетании компоновок оборудования. Для этого необходимо отсечь интервал перфорации с помощью пакера ПРО-ЯДЖ-О (компоновка 1ПРОК-УОА-1) при автономной его установке или пакера ПРО-ЯТ-О (компоновка 1ПРОК-УО-1) при использовании насосного оборудования в жёсткой сцепке. Также возможно применение и двухпакерных компоновок при отсечении вышележащего интервала перфорации или негерметичности эксплуатационной колонны (компоновка 2ПРОК-УОИВ-2).

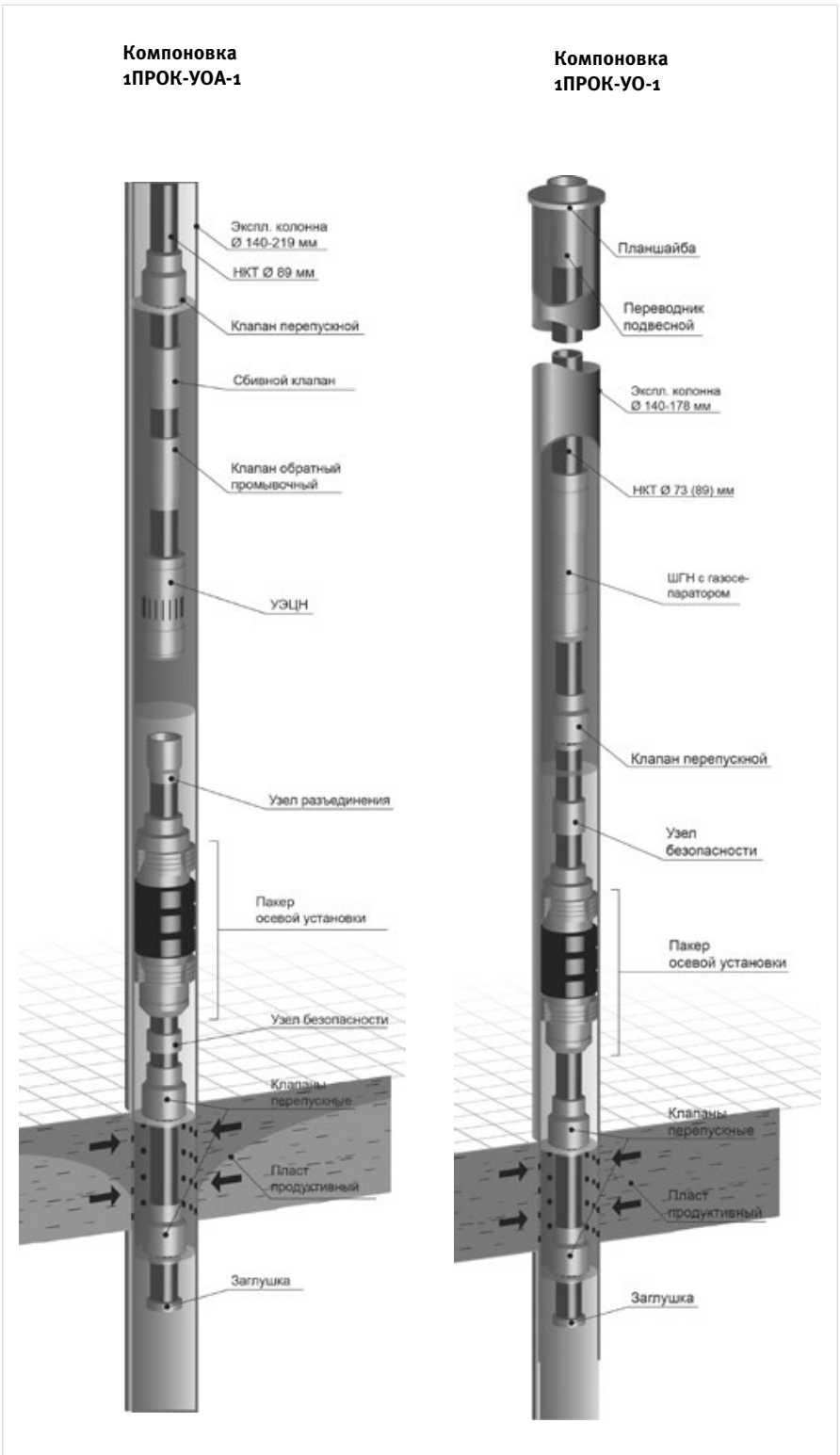


Рис. 2

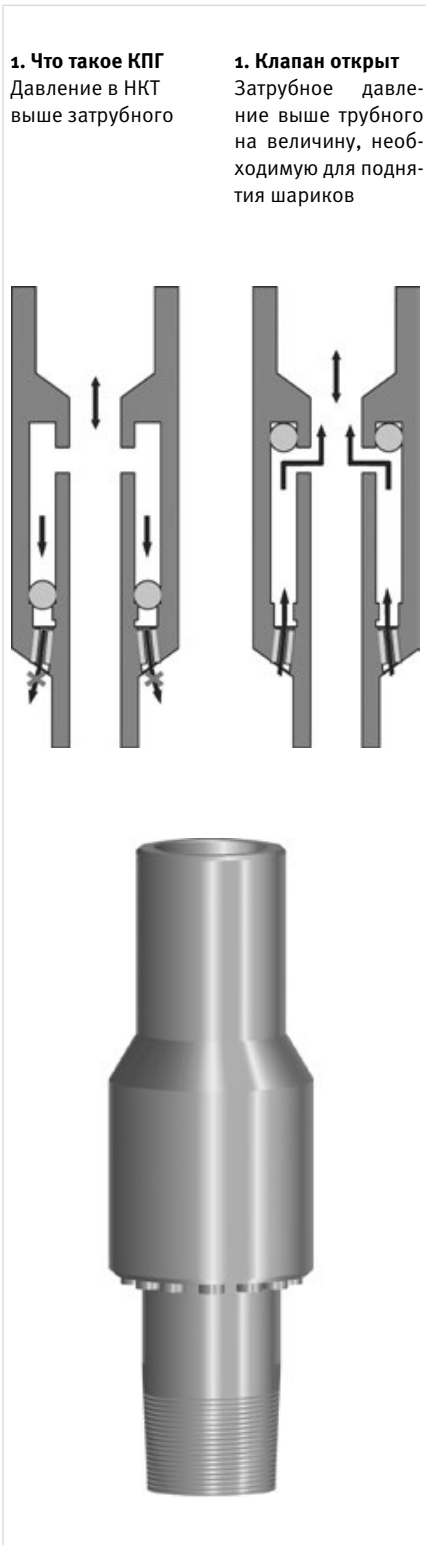


Рис. 3

Что такое КПГ

Клапан перепускной газовый (КПГ) состоит из штока, на котором установлен корпус. Последний имеет сообщающиеся с полостью штока отверстия, в которые ввёрнуты клапаны с шариком и штуцером, герметично перекрывающие изнутри проходные отверстия. При необходимости в одно из отверстий вместо клапанной пары вворачивается защитная заглушка с тарировочным срезным штифтом, настроенным усилием среза, служащая для создания постоянного сообщения трубного и затрубного пространств, для слива жидкости при извлечении компоновки из скважины.

При превышении давления внутри НКТ над давлением в межтрубном пространстве шарики садятся на седло штуцера и закрывают клапан. В противном случае они приподнимаются, сообщая межтрубное пространство с полостью НКТ.

Необходимо отметить, что при принципиальной простоте конструкции клапана решается одна из важнейших задач по защите и уменьшению воздействия агрессивной среды клапанной пары и самого шарика. КПГ устроен так, что при его открытии шарик поднимается в «защитный карман» и не участвует в потоке. А в отверстиях, сообщающихся с полостью штока, отсутствуют преграды для пропуска потока газожидкостной смеси и возможности возникновения АСПО и солей. В результате срок службы клапанов типа КПГ выше, чем у аналогов, а ревизия осуществляется без применения специальных инструментов.

Опыт работы

С января по июнь 2011 г. проводились опытно-промышленные испытания технологии уменьшения обводнённости и гидрофобизации призабойной зоны пласта на визейском объекте Вятской площади Арланского месторождения (НГДУ-1 ОАО «Белкамнефть»). При этом были выбраны скважины, эксплуатируемые УШГН – пласты С1-IV и С1-VI Арланского месторождения с дебитом 6 м³ в сутки и обводнённостью 97% (скважина №1), дебитом жидкости 12 м³ в сутки при обводнённости 60% (скважина №2). Ранее эти скважины эксплуатировались с изоляцией вышележащего и обводнившегося пласта CIII двухпакерными компоновками других производителей.

Для проведения опытно-промышленных испытаний была выбрана компоновка типа 2ПРОК-УОИВ-2, в которой применяется технология уменьшения обводнённости и гидрофобизации призабойной зоны пласта.

Итоги

На скважине № 1 было получено снижение обводнённости с 97 до 87% при дебите 9 м³ в сутки и прослеживается тенденция к дальнейшему уменьшению данного показателя. На основании этого мы можем признать эффект от применения указанной технологии положительным.

В скважине № 2 за короткий период произошло резкое сокращение обводнённости продукции пласта. Это обстоятельство скорее говорит о негерметичности ранее использовавшейся двухпакерной компоновки другого производителя и о технических проблемах с оборудованием. Поэтому нельзя применить наработку в скважине для анализа успешности тестируемой технологии. В то же время данный факт говорит об эффективности применения компоновки 2ПРОК-УОИВ-2 для изоляции интервала негерметичности.

Выводы

Проведённые опытно-промышленные работы доказывают эффективность данной технологии и необходимость дальнейшего её изучения и испытания.

Компоновка 2ПРОК-УОИВ-2

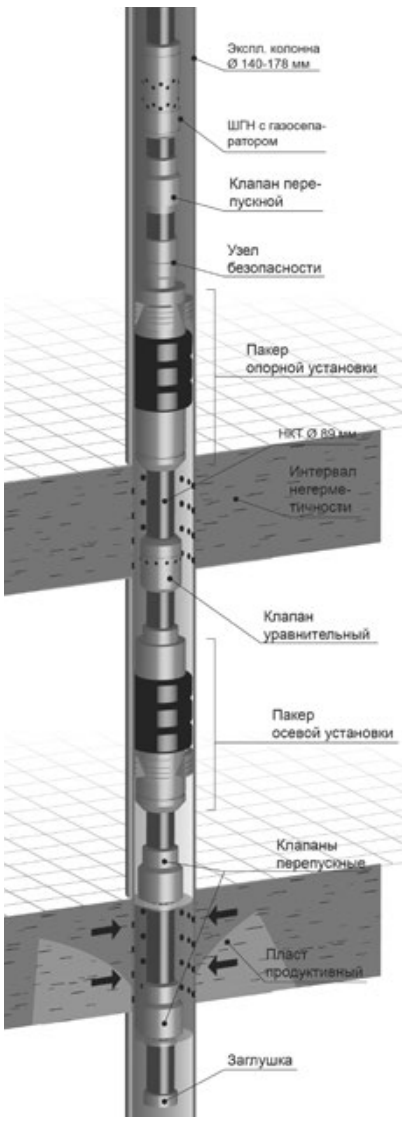


Рис. 4

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

From theory to practice. Technology to reduce water cut has proven effective, but needs further testing

UDC 622.276

Authors:
Viktor N. Koryakin — chief geologist oil and gas production department-1[1]
Marat Kh. Aminev — deputy director of the new techniques and technologies[2]
Artem A. Zmeu — leading production engineer of downhole technologies, development branch[2]

[1]Belkamneft, Neftekamsk, Russian Federation
[2]Paker, Oktyabr'skiy, Russian Federation

Abstract

Currently, most of the oil fields in Russia is at a late stage of development and is characterized by high and ever-increasing water cut. Therefore, the problem of improving the previously known techniques to reduce the volume of produced water and enhancing oil recovery partly flooding are very relevant.

Results

The well № 1 was obtained reducing water cut from 97 to 87% for debit 9 m3 per day and there is a tendency to a further reduction in this indicator. Based on this, we can recognize the effect of the use of this technology positive.

The well number 2 in a short period there was a sharp decline in water production formation. This fact probably indicates leakage previously used dvuhpakernoy build another manufacturer and the technical problems with the equipment. Therefore we can not apply the time between the well test for analyzing the success of technology. At the same time, this fact suggests the effectiveness of the layout-2PROK UOIV-2 to isolate the interval leakage.

Conclusions

So, conducted pilot projects prove the effectiveness of the technology and the need to continue her studies and trials.

Keywords

increasing oil recovery, gas, oil, water, well

УДК 622.276

Проблемы межстранового экономического взаимодействия Казахстана в нефтегазовой сфере

О.И. Егоров
д.э.н., профессор, главный научный сотрудник[1]
olivegorov@mail.ru

О.А. Чигаркина
к.э.н., доцент, старший научный сотрудник[1]

[1]Институт экономики Министерства образования и науки РК, Алматы, Казахстан

В статье дан анализ современного состояния взаимодействия стран Прикаспийского региона в нефтегазовом комплексе. Рассмотрены направления транспортировки нефтегазовых ресурсов. Показана роль нефтяных компаний в реализации нефтегазовых проектов. Даны рекомендации относительно усиления межгосударственных связей в нефтегазовом комплексе Прикаспийского региона.

Материалы и методы
Метод экспертных оценок.

Ключевые слова
прикаспийский регион, нефтегазовый комплекс, запасы углеводородных ресурсов, рациональное использование сырья, транспортировка нефти и газа

В течение двадцати истекших лет Каспийский регион превратился в зону сосредоточения крупных запасов углеводородного сырья, что отразилось на перспективных планах развития нефтегазового комплекса пяти Прикаспийских государств. С другой стороны, это обстоятельство привлекло внимание крупнейших стран мира, чьи нефтяные корпорации проявили исключительно высокую активность в создании совместных предприятий и, тем самым, в инвестировании нефтегазовых проектов в Казахстане, Азербайджане и Туркменистане.

Каспийские нефтяные и газовые запасы, доставшиеся постсоветским республикам при территориальных разделах, распределились неравномерно между участниками этого процесса (таблица 1). При разделе Каспийского моря по национальным секторам согласно срединной линии самыми привлекательными для крупных иностранных инвесторов оказались Казахстан, Азербайджан и Туркменистан.

Временной период разработки нефтяных месторождений, залегающих на морских территориях, в мировой практике насчитывает ряд десятилетий. Достаточно отметить, что ведется она успешно американскими компаниями в мексиканском заливе, на Аляске, в странах Южной Америки, Восточной Азии и Ближнего Востока.

Середина 70-х годов прошлого столетия стала периодом освоения крупнейшей нефте-газоносной зоны, расположенной в акватории Северного моря. Такие государства, как Великобритания, Норвегия, Дания стали обладателями достаточно крупных запасов нефти, что обусловило создание в этих странах многофункциональных нефтяных компаний, деятельность которых на текущий момент имеет тесную связь с нефтегазовой отраслью РК.

В контексте изложенного, необходимо иметь в виду и тот факт, что запасы нефтегазовых ресурсов в акватории Каспийского моря обнаружены многие десятки лет назад. Однако их извлечение сдерживалось недостаточной готовностью смежных производств к осуществлению необходимых операций на море. В этой связи начальный этап добычи и разработки нефтяных месторождений в этом регионе был приурочен к пятидесятым годам XX века, когда было введено в промышленную разработку первое месторождение углеводородов — Нефтяные Камни в Азербайджане.

С тех пор в шельфовой зоне Каспийского моря на территории всех пяти государств, расположенных вдоль его побережья, были обнаружены десятки структур, предположительно содержащих нефть и различающихся не только размерами прогнозируемых запасов, но также глубинами залегания продуктивных горизонтов, качеством содержащегося в них сырья.

Современная ситуация, свойственная развитию нефтегазодобывающей промышленности во всех странах мира, свидетельствует о том, что период обнаружения и разработки легкодоступных месторождений завершился. Новые регионы сосредоточения крупных запасов углеводородного сырья характеризуются наличием продуктивных площадей либо в зонах, где залегающее сырье приходится извлекать с огромными финансовыми и материальными затратами, либо в шельфовой зоне некоторых морских территорий. Эта закономерность предопределяет всю сложность процессов обнаружения новых нефтегазовых месторождений и последующего их освоения как с позиции финансово-экономических, технико-технологических результатов, так и с точки зрения необходимости решения столь важной проблемы, какой является поддержание экологического равновесия, особенно в зоне такого столь уязвимого для интенсивного промышленного освоения, каким является Каспийское море.

В пределах его шельфа к настоящему времени уже начаты крупномасштабные работы поисково-геологического и эксплуатационного характера в российском, азербайджанском, туркменском и казахстанском секторах. В частности, в Азербайджане большие надежды возлагаются на структуры Азери, Шах-Дениз, Чираг, Гюнешли, в Казахстане перспективными в отношении нефтегазоносности считаются

Страны	Нефть			Газ		
	Доказанные запасы	Возможные ресурсы	Итого	Доказанные запасы	Возможные ресурсы	Итого
Азербайджан	0,7–2,0	5,4	6,1–7,0	0,4	1,3	1,7
Иран	0	2,4	2,4	0	0,4	0,4
Казахстан	2,0–3,2	17,0	19,0–20,0	2,0–3,1	3,3	5,3–6,4
Россия	0,04	1,0	1,0			
Туркменистан	0,3	6,4	6,7	3,7–5,8	5,9	9,6–11,7
Всего в странах Прикаспийского региона	3,0–5,7	32,0	35,2–37,9			
Всего в странах Прикаспийского региона (исключая Россию)	3,0–5,7	31,2	34,2	6,1–9,0	10,9	17,0–20,0

Таб. 1 — Ресурсы нефти и газа государств Каспийского региона, млрд. т. условного топлива

кроме Кашагана, такие структуры, как Актоты, Кайран, Каламкас, Тюб-Караган, Курмангазы, Жамбыл, Исатай, Абай и др.

Добыча нефти и газа остаются одним из приоритетных и прибыльных направлений промышленности Казахстана. В настоящее время в Казахстане разведано более 200 месторождений углеводородов с общими извлекаемыми запасами около 2,8 млрд. тонн нефти и 1,7 трлн. м^3 газа. По прогнозам добыча сырой нефти Каспийского региона к 2015–2017 гг. достигнет 100 млн. т. Рост ее будет обусловлен, в первую очередь, разработкой месторождений Северного Каспия, в особенности одного из самых крупных нефтяных месторождениях — Кашагане.

В настоящее время среди стран СНГ Казахстан является вторым после России производителем нефти, а из 90 стран мирового сообщества входит в первую тридцатку. По объему производства нефтегазовый комплекс Казахстана занимает заметное место среди других отраслей. Безусловно, и нефтяную промышленность затронул кризис, наблюдаемый во всей экономике, что проявилось, в частности, в снижении добычи нефти и газового конденсата. Из динамики, приведенной в таблице 2 видно, что с 2004 г. объемы добычи нефти, включая газовый конденсат, и природного газа существенно повысились, что было связано со структурной перестройкой экономики, дальнейшим развитием инвестиционных проектов в отрасли, внедрением новых технологий.

Разработанная в Казахстане «Государственная программа освоения казахстанского сектора Каспийского моря» представляет собой систему широкомасштабных проектов по вовлечению в промышленную разработку ряда перспективных месторождений углеводородного сырья. В соответствии с этой программой в том же году АО «Национальная компания «Казмунайгаз» учредила специализированное дочернее предприятие «АО «Морская нефтяная компания (МНК) «КазМунайТениз» для реализации нефтяных и газовых проектов в казахстанских секторах Каспийского и Аральского морей.

Основные функции вновь образованной компании состоят в разведке и оценке нефтегазоносности новых участков, разработке и вводе в стадию промышленной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, транспортировке и реализации углеводородных ресурсов.

Осуществляемая компанией разнохарактерная производственная деятельность концентрируется вокруг реализации следующих проектов:

1. Северо-Каспийский, включающий освоение месторождений Кашаган, Актоты, Кайран, Каламкас, Юго-Западный Кашаган, в котором доля АО «НК «Казмунайгаз» составляет 16,81%.
2. Два других проекта — освоение участков Тюб-Караган и Аташ находятся в стадии анализа и обобщения полученных геолого-геофизических данных. Учредителями их с 50-ти процентной долей участия являются АО «МНК КазмунайТениз» и «ЛукОйл Оверсиз Шельф Б.В.».
3. Следующим перспективным проектом подготовки и последующего извлечения угле-водородных ресурсов является месторождение Курмангазы, ориентировочные запасы которого могут составлять около 1 млрд. т нефти. Участники этого проекта — АО «МНК КазмунайТениз» и ООО «РН-Казахстан», имеющие одинаковые 50-ти процентные доли участия, осуществляют в настоящее время комплекс геолого-разведочных работ, в том числе бурение ряда разведочных скважин.
4. Ряд других участков, считающихся перспективными в отношении содержания угле-водородных ресурсов, таких, как Жамбыл, Абай, Исатай, находятся в стадии начального изучения путем проведения сейсморазведочных и гравиметрических работ.

Степень успешности выполнения столь внушительного объема работ, требующего освоения миллиардных инвестиций, использования новейших технических и технологических решений, создания разветвленной сети инфраструктурных объектов, зависит, прежде всего, от понимания той ответственности, которая возлагается на участников реализации проектов — иностранные и отечественные нефтяные компании, и, в этой связи, с выполнением всех необходимых работ в определенные документом сроки. Если говорить об ожидаемом результате в целом, то свести его надо не только к тем десяткам миллионов тонн извлекаемой на месторождениях шельфа Каспийского моря нефти и миллиардам кубических метров газа, но и к кардинальному решению проблемы сохранения окружающей среды, особенно уникального бассейна Каспийского моря.

Однако, несмотря на то, что реализация государственной программы уже продвигается в необходимом направлении, все же нельзя не отметить, что она сталкивается с рядом проблем, затрудняющих выполнение запланированных задач в установленные сроки. В этой связи следует, прежде всего, проанализировать ситуацию, сложившуюся на протяжении нескольких последних лет вокруг комплекса работ, относящихся к вводу в разработку месторождения Кашаган.

Неоднократное перенесение сроков начала его разработки уже само по себе означает необходимость проведения кардинальной корректировки программы по всем ее разделам, так как прогнозируемое начало извлечения нефти, переносимое ориентировочно на 2012—2013 гг., соответственно влечет за собой изменение сроков и объемов поставки угле-водородного сырья на экспорт, на переработку, на удовлетворение нужд социально-бытовой сферы.

При реализации программ столь крупного масштаба, требующих многомиллиардных вложений в строительство новых предприятий, оснащенных зачастую дорогостоящим оборудованием, сооружение коммуникаций, в создание необходимого задела в социально-бытовом секторе экономики, первостепенное значение должно иметь решение вопросов строгой и надежной координации, стыковки работ всех заинтересованных учреждений — министерств и ведомств, научно-исследовательских и проектных институтов, местных органов власти, в основу которой положен принцип достижения максимальных экономических результатов. Иными словами, должны быть реализованы главные элементы системного подхода при решении комплекса задач межотраслевого значения.

Наиболее результативным путем в этом отношении, способным обеспечить воплощение в реальных условиях принципов повышения экономической эффективности производства за счет решения таких задач, как оптимизация мощностей создаваемых предприятий, обоснования перечня необходимых для развития производительных сил производств, направления и способы использования сырьевых ресурсов и т.д., является стыковка интересов различных отраслей экономики на ранней стадии разработки проектных решений.

На фоне заметного проникновения крупных мировых нефтяных компаний в реализацию проектов освоения нефтегазовых месторождений Прикаспийского региона, происшедшего в 90-е годы XX века, в наши дни исключительную активность в этом направлении стали проявлять китайские нефтяные компании (таблица 3).

Аналогичная ситуация прослеживается и в нефтегазовом секторе Туркменистана. Финансовые институты Китая вместе с нефтяными компаниями проводят активную работу по вхождению в его нефтегазовую сферу. В конечном счете, область их интересов лежит в получении возможностей использовать туркменский газ в своих собственных интересах. И здесь они достаточно грамотно заняли свою нишу. Китайские компании, например, предложили Туркменистану целевой кредит на 3 млрд. долларов для освоения газового месторождения Южный Илатань и сразу же приступили к строительству газопровода в КНР через территорию Казахстана, по которому будет подаваться от 30 до 40 млрд. кубометров природного газа. Одновременно с реализацией этого проекта в Туркменистане был запущен еще один газопровод Давлетабад–Хангеран (Иран), что позволит увеличить поставки в эту страну природного газа с 8 до 14 млрд. кубометров в год с последующим ростом до 20 млрд. кубометров.

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Нефть и газовый конденсат, млн. т	57,0	61,5	65,0	67,0	72,0	76,5	79,5	80,5
Природный газ, млрд. м.^{3}	11,6	14,5	14,4	16,6	18,7	18,1	17.6	18,0

Таб. 2 — Динамика добычи нефти, включая газовый конденсат, и природного газа в Казахстане

При всех тех положительных результатах, которые уже сегодня просматриваются в связи с освоением запасов нефти и газа в Прикаспийском регионе, все же одна проблема требует своего решения, а именно: как эти ресурсы эффективно использовать, как их доставить на мировые рынки? Вариантов решения этой проблемы обсуждалось много, вплоть до прокладки трубопроводов по дну Каспийского моря или создания технологий и оборудования для сжижения газа.

Однако, сегодня достаточно устойчиво работают только нефтепровод Баку — Тбилиси — Джейхан, принимающий нефть с азербайджанских месторождений, газопровод Туркмения — Казахстан — Западный Китай, нефтепроводы Атырау — Новороссийск, источником сырьевых ресурсов для которых служит нефть Тенгизского месторождения и конденсат Карачаганакского месторождения, и Узень — Самара, по которому прокачивается нефть месторождений Мангистау.

Туркменистан, обладающий крупными ресурсами природного газа, заинтересован реализовать их на мировых рынках на выгодных для себя условиях. Именно по этой причине он, не дожидаясь решения всех спорных вопросов относительно статуса Каспийского моря, активно принимает предложения иностранных компаний о строительстве с их помощью — финансовой и технической газопроводов в различных направлениях.

Отмечая установившийся повышенный интерес в мире к газовым ресурсам, следует признать, что Прикаспийские государства сегодня относятся к зоне особого внимания, которое проявляют многие мировые нефтегазовые компании. Одной из таких зон является Туркменистан, ажиотаж вокруг его газового потенциала наблюдается в течение многих последних лет. Вполне возможно, что он поддерживается той информацией об объемах перспективных запасов, которая время от времени озвучивается на официальных мероприятиях и средствах массовой информации. Согласно этим данным оценочные запасы природного газа Туркменистана варьируют в пределах 4,5–14,0 трлн. м^3. О чем может свидетельствовать столь значительная разница?

Объяснение этому может быть двояким. Во-первых, благодаря большим ресурсам возрастает политический вес государства на мировой арене, появляется реальная возможность устанавливать свои правила игры на газовом рынке.

Во-вторых, наличие столь впечатляющих объемов сырья может инициировать приток прямых иностранных инвестиций, за счет которых будет развиваться не только газовая отрасль, но и создаваться производства в иных секторах экономики, в производственной и социальной инфраструктуре.

На текущий момент в Туркменистане добывается около 80 млрд. м^3 природного газа в год. Как же распределяются эти ресурсы? Согласно подписанным соглашениям в 2010 г. в Россию будет направлено 30 млрд. м^3, 14 млрд. м^3 — непосредственно в европейские страны, минуя Россию, определенный объем (возможно до 8–10 млрд. м^3) будет направлен в китайский газопровод и 8,0 млрд. м^3 газа транспортируется в Иран. Оставшаяся часть добываемых ресурсов, по-видимому, будет использована для собственных нужд. Как следует из этих количественных величин свободных объемов газа для участия Туркменистана в иных проектах, например в подаче углеводородного ресурса в лоббировании западными странами и США газопровод «Nabucco», практически нет.

Вполне возможно, что он поддерживается той информацией об объемах перспективных запасов, которая время от времени озвучивается на официальных мероприятиях и средствах массовой информации. Согласно этим данным оценочные запасы природного газа Туркменистана варьируют в пределах 4,5–14,0 трлн м^3. О чем может свидетельствовать столь значительная разница?

Объяснение этому может быть двояким. Во-первых, благодаря большим ресурсам возрастает политический вес государства на мировой арене, появляется реальная возможность устанавливать свои правила игры на газовом рынке.

Во-вторых, наличие столь впечатляющих объемов сырья может инициировать приток прямых иностранных инвестиций, за счет которых будет развиваться не только газовая отрасль, но и создаваться производства в иных секторах экономики, в производственной и социальной инфраструктуре.

Отмеченная нами ситуация, сложившаяся вокруг проблемы диверсификации использования газовых ресурсов в экспортоориентированных направлениях, позволяет сделать главный вывод — эффективность работы газопроводов имеет непосредственную зависимость от того, насколько обоснованно определен ресурсный потенциал на средне- и долгосрочный периоды, какой объем реально может извлекаться в течение всего периода, на который заключаются контракты.

Как следует из анализа предлагаемых сегодня проектных решений, направленных на увеличение экспортного потенциала Прикаспийских государств, предстоит достаточно сложный процесс выбора наиболее приемлемых направлений развития нефтепроводного транспорта. Сложность же заключается, прежде всего, в том, что кроме чистых экономических, коммерческих и конъюнктурных факторов следует принимать в расчет и факторы политического характера, деловых и торговых взаимоотношений с рядом государств, которые в определенной степени инвестируют многие производства и иные сферы деятельности республики.

Столь широкий спектр возможных направлений реализации нефти на внешнем рынке свидетельствует о том, что, несмотря на некоторую неопределенность относительно объемов углеводородов, которые будут извлекаться и экспортироваться в среднесрочной перспективе, оценка экономических, экологических, политических позиций должна быть осуществлена заблаговременно.

ПРОЕКТЫ	**ДОЛЯ СТРАН В ПРОЕКТАХ**			
	США	**КАЗАХСТАН**	**КИТАЙ**	**РОССИЯ**
КАСПИЙСКИЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ КОНСОРЦИУМ	15%	19%	—	31%
Нефтепровод «ЗАПАДНЫЙ КАЗАХСТАН – КИТАЙ»	—	50%	50%	—
Газопровод «КАЗАХСТАН – КИТАЙ»	—	50%	50%	—
Разработка ТЕНГИЗСКОГО месторождения	50%	20%	—	5,0%
Разработка КАРАЧАГАНАКСКОГО месторождения	17,5%	10%	—	12,5%
Разработка месторождений «МАНГИСТАУМУНАЙГАЗ»	—	50%	50%	—
Разработка месторождения КУМКОЛЬ	—	33%	67%	—
ШЫМКЕНТСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД	—	50%	50%	—
Освоение ресурсов месторождения КАШАГАН	25,3%	16,81%	—	—

Таб. 3 — Участники реализации важнейших нефтегазовых проектов в Казахстане

Национальная компания «Казмунайгаз» ведет работу по созданию Казахстанской Каспийской Системы Транспортировки (ККСТ), предназначенной для экспорта возрастающих объемов казахстанской нефти, которые будут добываться, в первую очередь, на месторождениях Кашаган и Тенгиз, через Каспийское море на международные рынки посредством системы Баку – Тбилиси – Джейхан и/или других нефтетранспортных систем, расположенных на территории Азербайджана.

В рамках ККСТ для обеспечения транспортировки казахстанской нефти на между-народные рынки планируется строительство нефтепровода Ескене — Курык и создание Транскаспийской системы, которая будет состоять из терминалов на казахстанском побережье Каспийского моря, танкеров и судов, терминалов на Азербайджанском побережье и соединительных сооружений до системы Баку — Тбилиси — Джейхан. Предполагается, что ККСТ обеспечит на начальном этапе транспортировку нефти в объеме 20 млн. тонн в год с последующим увеличением до 35–56 млн. тонн в год.

Подключение Казахстана к действующему нефтепроводу Баку–Тбилиси–Джейхан будет осуществлено после ввода в разработку морских месторождений и, прежде всего, Кашагана. Известно, что на текущий момент сеть существующих нефтепроводов в стране не способна обеспечить планируемый объем транспортировки нефти северной части Каспийского моря при полном освоении месторождении Кашаган и Тенгиз. В этой связи сейчас разрабатывается проект строительства экспортного магистрального нефтепровода Ескене (Атырауская область) — Курык (Мангистауская область), который явится одним из главных звеньев созданной Казахстанской каспийской системы транспортировки (ККСТ).

В рамках реализации проекта ККСТ предусматривается создание специального танкерного флота и двух специализированных терминалов в Казахстане и Азербайджане, способных переваливать существенные объемы нефти — 60 и более миллионов тонн в год. Нефтепровод до нового порта и вся необходимая инфраструктура в портах Курык и Баку будет сооружаться на паритетных условиях — по 50% вложений придется на национальные нефтегазовые компании Казахстана и Азербайджана.

Следует учесть то обстоятельство, что трасса нефтепровода проложена через многочисленные горные участки, подверженные тектоническим воздействиям. Это обстоятельство увеличивает степень риска и предполагает в целях сохранности трассы и устойчивой работы ее объектов ввести в проект множество дополнительных технических решений, способных обезопасить как само сооружение, так и территорию, по которой оно будет проходить, от возможных осложнений в будущем.

Следует подчеркнуть, что Азербайджан, обладающий значительным потенциалом нефтегазоперерабатывающих производств, ресурсами нефти и газа на суше и на морских месторождениях, сегодня снабжает нефтепровод Баку — Тбилиси — Джейхан ресурсами только своих месторождений, так как несколько лет назад он отказался от поставок нефти из Казахстана. Вполне понятно, что с вводом в промышленную разработку шельфовых месторождений в Казахстане появятся некоторые излишки жидких углеводородов, которые необходимо будет реализовать. Одним из путей этого процесса может стать соглашение об экспорте казахстанской нефти в Иран, подписанное в августе 1996 года.

Согласно условиям этой сделки Казахстан ежегодно должен был доставлять в каспийские порты Ирана 2 млн. тонн нефти для переработки на заводах Тегерана и Тебриза. Иран, в свою очередь, должен быть отправлять аналогичное количество нефти казахстанским потребителям через свои порты в Персидском заливе по схеме замещения SWAP. Не исключено, что Иран в ближайшее время возобновит такой обмен и расширит объемы поставок казахстанской нефти до 5,5 млн. тонн в год. Для поставки нефти в Иран могут быть использованы казахстанские порты Актау, Курык и Атырау после его реконструкции.

Общее заключение о сотрудничестве стран Прикаспийского региона в нефтегазовом комплексе может быть следующим. На текущий момент их взаимодействие отчетливо просматривается только в реализации проектов по строительству нефте- и газопроводов. В реализации проектов, связанных с разработкой нефтегазовых месторождений, участвуют в основном европейские, американские и китайские компании. В области нефтепереработки и нефтехимии Азербайджан и Туркмения сотрудничают с западными корпорациями, Казахстан в этом направлении имеет связи с Россией, в частности имеет место тесное взаимодействие с Оренбургским ГПЗ, Омским и Орским НПЗ.

Итоги

Думается, что в преддверии начала широкомасштабного освоения нефтегазовых ресурсов шельфа Каспийского моря в целях тесного взаимодействия при решении технологических, экономических и экологических проблем Прикаспийские государства должны найти те точки соприкосновения, которые будут способствовать достижению для каждого из них наибольшего экономического эффекта при использовании углеводородных ресурсов. Реализация этого направления развития вполне возможна в рамках разработки единой программы развития нефтегазового комплекса Прикаспийского региона.

Выводы

Реализация предложенных в статье направлений развития нефтегазового комплекса Прикаспийского региона будут способствовать достижению наибольшего экономического эффекта.

Problems of intercountry economic interaction of Kazakhstan in the oil and gas sphere

UDC 622.276

Authors:
Oleg I. Egorov — main research associate[1]; olivegorov@mail.ru
Olga A. Chigarkina — senior research associate[1]

[1]Institute of Economy of the Ministry of Education and Science of the Kazakhstan, Almaty, Kazakhstan

Abstract

In article the analysis of a current state of interaction of the countries of the Caspian region in an oil and gas complex is given. The directions of transportation of oil and gas resources are considered. The role of the oil companies in implementation of oil and gas projects is shown. Recommendations concerning strengthening of interstate communications in an oil and gas complex of the Caspian region are made.

Materials and methods

Method of expert evaluations.

Results

It seems that before the start of large-scale development of oil and gas resources of the Caspian Sea in order to work closely in addressing the technological, economic and environmental problems of the Caspian littoral states must find the common ground, that will contribute to each of them the most benefits when using hydrocarbon resources. Implementation of this direction of development is quite possible in the framework of development of a single oil and gas development program Caspian region.

Conclusions

Realization of the directions of development of an oil and gas complex of the Caspian region offered in article will promote achievement of the greatest economic effect.

Keywords

caspian region, oil and gas complex, stocks of hydrocarbonic resources, rational use of raw materials, oil and gas transportation

УДК 622.276.344:577

Получение устойчивых эмульсий из разнополярных не смешивающихся жидкостей для вытеснения нефти из пласта

Ю.А. Беляев
ст.н.с. , канд. техн. наук[1]
belyaev-y@yandex.ru

В.Н. Фомин
вед.н.с., докт. техн. наук[1]
fomin@mail.ru

А.Г. Чукаев
вед.н.с., докт. техн. наук[1]
chukaev@gmail.com

[1] Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН, Москва, Россия

Экспериментально исследовалась возможность выбора оптимального эмульгатора-стабилизатора из восьми претендентов для получения в его присутствии устойчивой эмульсии. Применение оптимального эмульгатора-стабилизатора в сочетании с волновой технологией перемешивания позволило получить тонкодисперсные устойчивые эмульсии масло-вода и вода-масло, которые затем использовались в качестве вытесняющего агента на трубчатой модели нефтяного пласта Соснинской и Мангышлакской нефти. Применением эмульсий в этих условиях позволило дополнительно вытеснить от 13 до 19% нефти в зависимости от её состава.

Материалы и методы
Эмульгаторы-стабилизаторы различного строения, волновая технология смешения, трубчатая модель нефтяного пласта

Ключевые слова
нефть, эмульсия, эмульгатор-стабилизатор, волновая технология, трубчатая модель нефтяного пласта

Основные месторождения России переходят на позднюю стадию разработки, характеризующуюся пассивным ростом обводнённости и снижением темпов отбора нефти. Резкое понижение коэффициента нефтеизвлечения вызывается рядом причин, основными из которых являются:

- изменение состава и структуры нефти под воздействием закачиваемой воды;
- интенсификация выделения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), вследствие снижения пластовой температуры;
- кольматация призабойной зоны пласта, как результат взаимодействия породы с водой и примесями в ней.

Остаточная нефть в пластах удерживается главным образом в виде капель, а также нефтяных микро- и макроцеликов. К настоящему моменту выяснено, что остаточная нефть в поровой части оказывается более вязкой, более насыщенной тяжелыми компонентами АСПО и для ее вытеснения требуется большая удельная работа. Превалирующее число существующих и вновь разрабатываемых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) связано с многообразием физических процессов, происходящих в нефтяном пласте при его разработке, но в конечном итоге направлено на вовлечение остаточной нефти в фильтрационный поток от нагнетательных к добывающим скважинам [1, 2].

Самым распространенным МУН является искусственное заводнение, с помощью которого восполняется энергия пластов и появляется возможность регулирования охвата пластов различными гидродинамическими методами. Наличие зон с различной проницаемостью приводит к кратковременному положительному эффекту заводнения. Прорыв пластовых и закачиваемых вод по отдельным высокопроницаемым пластам и пропласткам ведёт к быстрому обводнению добываемой продукции. В этих условиях ограничение движения вод в высокопроницаемой части коллектора становится необходимым фактором улучшения метода заводнения. С этой целью еще в середине прошлого века начали осуществлять полимерное и щелочное заводнение. Добавки полимеров приводят к повышению вязкости воды, уменьшению соотношения подвижности воды и нефти, снижению возможности прорыва воды, обусловленной неоднородностью пласта. Растворы щелочи при взаимодействии с компонентами пластовых вод приводят к образованию водоизолирующих осадков, закупоривающих водопромытые зоны пласта.

Однако, экономическая эффективность такого ограничения водопритока оказалась невысокой, вследствие необходимости закачки больших объемов реагентов. Поэтому в настоящее время предпочтение отдается технологиям с применением малообъемных закачек (оторочек), приводящим к созданию водоизолирующей блокады в призабойной зоне добывающих скважин. Для закачек же в нагнетательные скважины используют более дешевые и доступные реагенты [3].

Эффективным способом ограничения водопритока в скважины подошвенных и пластовых вод является применение обратных эмульсий в виде пенных систем [3]. Они способствуют очистке призабойной зоны пласта (ПЗП) за счёт диспергирования кольматирующих пласт глинистых веществ, парафина, АСПО и дальнейшее их удаление в процессе освоения скважин за счёт солюбилизирующего действия образовавшихся мицелл. Основным результатом этого процесса является вовлечение в разработку малопроницаемых пропластков, за счёт блокирования продвижения воды в промытых зонах в результате образования на поверхности водопроводящих каналов

N п/п	Название	Характеристика	Физ. хим. состояние
1	оксиэтилированный амин + $CaCo_3$	ХЧ	смесь реагентов 50:50
2	$CaCO_3$	ХЧ	тв. порошок
3	оксиэтилированный амин	ХЧ	жидкость
4	$Ca(OH)_2$	ХЧ	взвесь
5	SiO_2	ХЧ	тв. порошок
6	TiO_2	ХЧ	тв. порошок
7	олеиновая кислота	ХЧ	жидкость
8	мыло хозяйственное	-	раствор в воде

Таб. 1 — Характеристика эмульгаторов–стабилизаторов

Вид эмульсии	Плотность, кг/м³	Вязкость, Па · сек	Дисперсность (средняя), мкм
прямая	973	0,001	2
обратная	951	0,5	1

Таб. 2 — Физико-химическая характеристика эмульсий

пузырьков газа и плёнок из коллоидно-дисперсных соединений, что способствует изоляции высокопроницаемых зон продуктивного пласта.

В присутствии катионов многовалентных металлов (Ca^{+2}, Mg^{+2}, Fe^{+3}), например, хлористого кальция или гидроксида кальция, в пласте происходит гидролиз силиката натрия с образованием вторичной плёнки из коллоидно-дисперсных частиц, которая благодаря дополнительным компонентам, препятствует утончению слоя плёнки из ПАВ нефти. Другим эффективным способом вовлечения в разработку низко проницаемых пропластков является применение обратной эмульсии, когда имеют место: низкое и среднее пластовое давление, неограниченная обводнённость скважины, чётко выраженная неоднородность пропластков, наличие глинистой корки на стенках скважины, наличие в терригенных породах глинистого цемента [4, 5].

Эффективность применения пенной системы зависит от её дисперсности, вязкости, устойчивости и состава. Для обработки нефтяных пластов с целью увеличения нефтеотдачи наиболее экономичными и эффективными будут водонефтяные (вода — нефть) или водомасляные (вода — масло) системы. Для получения тонкодисперсной высоко устойчивой эмульсии необходимо применение эмульгатора — стабилизатора (ЭС).

В Научном Центре «Нелинейной волновой механики и технологии» РАН разработаны научные основы волновой технологи. На этой базе проводятся теоретические и экспериментальные исследования, направленные на разработку процессов диспергирования, эмульгирования, гомогенизации, которые могут найти широкое применение в нефтяной, нефтехимической и др. областях промышленности.

В качестве объектов исследования взяты две разнородные, несмешивающиеся жидкости разной полярности и значительной разности по плотности. В качестве среды принята вода дистллированная полярная жидкость, плотностью 1000 кг/м³.

В качестве фазы принято масло индустриальное марки И 50 А, ГОСТ 20799-88, не полярная жидкость, плотностью 0,882 кг/м³.

В качестве эмульгаторов-стабилизаторов взяты соединения, характеристика которых представлена в таблице 1.

Соотношение компонентов, % масс, вода : масло : эмульгатор-стабилизатор составляет 94,8 : 5 : 0,2.

В эксперименте поставлена задача — на лабораторной мешалке вихревого типа со скоростью вращения шпинделя 3000 об/мин. исследовать эффективность эмульгаторов-стабилизаоров для получения тонкодисперсных высокостабильных эмульсий из разнородных не смешивающихся жидкостей и выбрать наиболее эффективный реагент для дальнейшего исследования.

Работу проводили по следующей методике. Расчётное количество компонентов в суммарном объёме 100 мл помещали в стакан, опускали в него турбулизатор (перфорированную лопатку) и проводили вращение в течении 5 мин. Полученную эмульсию анализировали с применением микроскопа ЛОМО — Микомед с увеличением 1500, что позволяло рассмотреть форму и размер капель эмульсии.

Динамика расслоения прямой эмульсии масло — вода представлена на рисунках 1.

На рисунке 2 представлен характер расслоения (разложения) обратной эмульсии в зависимости от состава эмульгатора — стабилизатора. Характер расположения кривых идентичен расположению на рис. 1.

По устойчивости (времени расслоения эмульсии) эмульгаторы–стабилизаторы для обеих эмульсий расположились в следующей последовательности: 1 — смесь оксиэтилированного амина (ОЭА) + карбоната кальция 50 : 50%, 2 — карбонат кальция, 3 — оксиэтилированный амин, 4 — кальций гидроксид , 5 — кремний диоксид, 6 — титан диоксид, 7 — олеиновая кислота, 8 — мыло хозяйственное, 9 — отсутствие ЭС. Из анализа графиков видно, что наименьшей устойчивостью обладала прямая эмульсия без применения эмульгатора, она разложилась через сутки. Дисперсность её составляла 5–15 мкм.

Характер расслоения прямой эмульсии для первых 4-х ЭС имеет систематическую закономерность. Кривые имеют «выпуклый» характер, т.е. на первой стадии эмульсии расслаиваются медленнее. Реагенты под номерами 5, 6, 7 и 8 не показали высокой активности в стабилизации эмульсии. Наиболее вероятно, что эти реагенты являются не эффективными стабилизаторами эмульсии. Дисперсность эмульсий составляла 4–10 мкм. Более заметной устойчивостью обладали эмульсии, полученные с применением кальция гидроксида (4), оксиэтилированного амина (3) и кальция карбоната (2). Время расслоения эмульсий составляло соответственно 12, 16 и 18 суток. Наибольшей устойчивостью обладала эмульсия, полученная с применением смеси кальция карбоната и оксиэтилированного амина (ОЭА), которая составляла в данном случае 30 суток. По-видимому, в данном случае эмульгирующим компонентом являлся оксиэтилированный амин, а стабилизатором — карбонат кальция. Данная эмульсия имела дисперсность 3–4 мкм.

Устойчивость разложения обратной эмульсии имела ту же закономерность, что и для прямой. Как и в предыдущем случае, наиболее эффективным реагентом оказалась смесь ОЭА и карбоната кальция. Эмульсия разложилась на 38-е сутки. Дисперсность эмульсии составляла 2–3 мкм.

Данный эмульгирующий состав был выбран для получения эмульсии на волновом стенде С-100 производительностью до 1,5 м³/час при ранее полученных соотношениях компонентов. Основным звеном стенда являлся генератор волновых колебаний, разработанный на основе, созданной в НЦ НВМТ РАН под руководством академика Ганиева Р.Ф., теории нелинейных волновых колебаний многофазных систем [6]. Физико-химические характеристики полученной на стенде эмульсии представлены в таблице 2.

Как видно из таблицы, вязкость обратной эмульсии много выше, чем у прямой. Эта эмульсия была применена с целью увеличения вытеснения нефти из модели пласта (трубчатая модель диаметром 0,03 и длиной 0,5 м.).

Установку загружали песком по стандартной методике и заполняли нефтью Соснинского или Узеньского месторождения, после чего продавливали десятикратным объёмом воды при температуре 20°С и определяли объём вытесненной нефти, ко-

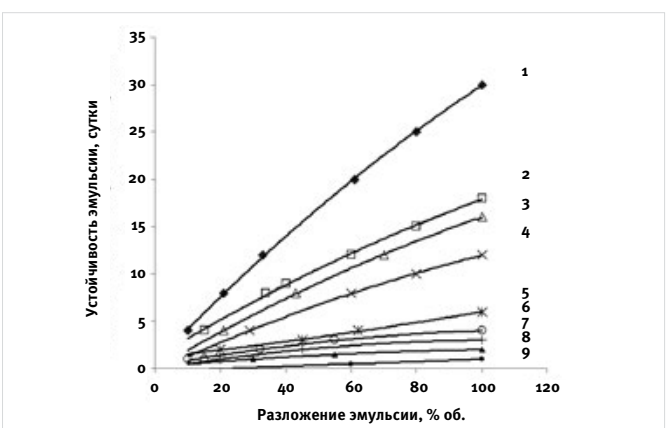


Рис. 1 — Динамика расслоения прямой эмульсии масл-вода в зависимости от состава эмульгатора–стабилизатора. 1 — оксиэтилированный амин + кльций карбонат 50 : 50% ; 2 — кальций карбонат; 3 — оксиэтилированный амин; 4 — кальций гидроксид; 5 — кремний диоксид, 6 — титан диоксид; 7 — олеиновая кислота; 8 — мыло хозяйственное; 9 — отсутствие эмульгатора-стабилизатора

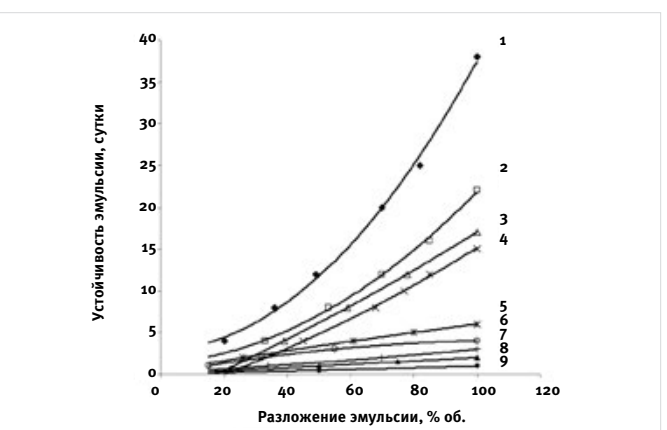


Рис. 2 — Динамика расслоения обратной эмульсии вода – масло. 1 — оксиэтилированный амин + кльций карбонат 50 : 50% ; 2 — кальций карбонат; 3 — оксиэтилированный амин; 4 — кальций гидроксид; 5 — кремний диоксид, 6 — титан диоксид; 7 — олеиновая кислота; 8 — мыло хозяйственное, 9 — отсутствие эмульгатора-стабилизатора

торый составил 28,1% об. для Узеньской и 31,3% об. для Соснинской нефти. Далее в модель задавливали обратную эмульсию и вновь продавливали водой, было дополнительно вытеснено 15,6 и 18,1% об для Узеньской и Соснинской нефти соответственно. При повторении эксперимента и задавливании в загруженную модель прямой эмульсии и дальнейшем вытеснении нефти водой, увеличение количества вытесненной нефти составило 13,3 и 19,1% об. для Узеньской и Соснинской нефти соответственно. Таким образом, эксперименты показали, что применение как прямой, так и обратной эмульсии позитивно влияет на вытеснение нефти из пласта, причём для более лёгких нефтей эффективность вытеснения выше.

Итоги

Экспериментально исследовалась возможность выбора оптимального эмульгатора-стабилизатора из восьми претендентов для получения в его присутствии устойчивой эмульсии.

Выводы

1. На лабораторной установке проведены испытания восьми эмульгаторов-стабилизаторов и найден оптимальный с точки зрения получения высоко устойчивой эмульсии.
2. На пилотном стенде С-100 с применением оптимально эффективного эмульгатора-стабилизатора получена высоко устойчивая эмульсия прямого и обратного типа.
3. На лабораторной модели пласта трубчатого типа проведено испытание применения обратной и прямой эмульсии с целью более полного вытеснения нефти из модели пласта насыщенной парафинистой (Соснинской) и тяжёлой смолистой (Узеньской) нефтью.
4. В результате эксперимента дополнительное увеличение вытесненной нефти составило от 13 до 19% об.

Список использованной литературы

1. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.О., Землянский В.В., Юлгушев Э.Т. Результаты применения новейших методов увеличения нефтеотдачи пластов на девонских залежах Ромашкинского месторождения // Интервал. 2002. № 3. С. 21–25.
2. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ручкин А.А., Осипов М.Л, Шарифуллин Ф.А., Цыкин И.В. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. С. 72–75.
3. Демахин С.А., Демахин А.Г., Селективные методы изоляции в одопритока. Саратов: ГосУНЦ «Колледж», 2003. 250 с.
4. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. М.: Недра, 2000. 230 с.
5. Беляев Ю.А., Фомин В.Н., Чукаев А.Г. Исследование процесса применения обратной и прямой эмульсии для увеличения охвата пласта и количества вытесненной нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2011. №2/Н. С. 22–23.
6. Ганиев Р.Ф. Волновые машины и технологии. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. 192 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Obtaining stable emulsions of different ways — polar immiscible liquids to displace oil from the reservoir

UDC 622.276.344:577

Authors:
Yuriy A. Belyaev — ph.D.[1]; belyaev-y@yandex.ru
Viktor N. Fomin — ph.D.[1]; fomin@mail.ru
Aleksey G. Chukaev — ph.D.[1]; chukaev@gmail.com

[1]Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract

Experimentally investigated the possibility of selecting the optimal emulsifier-stabilizer of the eight contenders for his presence in a stable emulsion. The use of optimal emulsifier-stabilizer in combination with wave mixing technology yielded fine stable oil-water and water-in-oil, which is then used as the displacement agent on the tubular model oil reservoir Sosninskay's and Mangyshlak's oil. The use of emulsions in these conditions has additionally displace 13 to 19% of oil, depending on its composition.

Materials and methods

Emulsifiers-stabilizers of different structures, the wave mixing technology, tube model of oil reservoir.

Results

Experimentally investigated the possibility of selecting the optimal emulsifier-stabilizer of the eight contenders for his presence in a stable emulsion.

Conclusions

The use of optimal emulsifier-stabilizer in combination with wave mixing technology yielded fine stable oil-water and water-in-oil, which is then used as the displacement agent on the tubular model oil reservoir Sosninskaya and Mangyshlak oil. The use of emulsions in these conditions has additionally displace 13 to 19% of oil, depending on its composition.

Keywords

oil emulsion, the emulsifier, stabilizer, wave technology, tube model oil reservoir

References

1. Muslimov A.D., Suleimanov E.O., Zemlyansky V.V., Yulgushev E.T. *Rezul'taty primeneniya noveyshikh metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov na devonskikh zalezhakh Romashkinskogo mestorozhdeniya* [The results of the latest methods of enhanced oil recovery in the devonian deposits Romashkinskoy's field]. *Interval*, 2002, issue 3, pp. 21–25.
2. Briliant L.S., Kozlov A.I., Ruchkin A.A., Osipov M.L., Sharifullin F.A., Tsykin I.V. *Sovershenstvovanie tekhnologii ogranicheniya vodopritoka v skvazhinakh Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Improving the technology to reduce water in Samotlor's wells]. *Oil Industry*, 2000, issue 9, pp. 72–75.
3. Demahin S.A., Demahin A.G. *Selektivnye metody izolyatsii vodopritoka* [Selective methods of water shut]. Saratov: *GosUNTs College*, 2003, 250 p.
4. Persiyantsev M.N. *Dobycha nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil extraction in the difficult conditions]. Moscow: *Nedra,* 2000, 230 p.
5. Belyaev Ya.A., Fomin V.N., Chukaev A.G. *Issledovanie protsessa primeneniya obratnoy i pryamoy emul'sii dlya uvelicheniya okhvata plasta i kolichestva vytesnennoy nefti* [Study of the application of the inverse and direct emulsion to increase sweep efficiency and the amount of displacement of oil]. *Exposition Oil Gas*, 2011, issue 2/H, pp. 22–23.
6. Ganiev R.F. *Volnovye mashiny i tekhnologii* [Wave machines and technology]. Moscow: *Dynamika,* 2008, 192 p.

УДК 621.833

Повышение надежности бурильных труб на стадии проектирования путем использования математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности

Е.Д. Мокроносов
д.т.н., профессор, президент[1], президент[3]

М.В. Песин
к.т.н., доцент[2], докторант,
первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию[3]
M.Pesin@mail.ru

[1] ЗАО «Пермская компания нефтяного машиностроения» (ЗАО «ПКНМ»), Краснокамск, Россия
[2] ПНИПУ, Пермь, Россия
[3] ЗАО «Торговый дом ПКНМ», Пермь, Россия

Показан опыт российского предприятия в решении актуальной задачи повышения надежности бурильных труб. В статье рассматриваются обоснование и применение метода математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности.

Материалы и методы
Использованы методы математического моделирования, математической статистики.

Ключевые слова
надежность, бурильная труба, резьба, упрочнение

Надежность одно из важнейших требований, предъявляемых к горным машинам, работающим в сложных условиях эксплуатации и повышенных нагрузках возникающих во время бурения скважин.

Так на стадии проектирование закладывается качества будущей машины, а именно в наиболее нагруженную ее деталь — бурильную трубу. Анализ работы детали показывает, что наибольшие нагрузки испытывает резьбовое соединение, в котором и происходит поломка.

В этой связи разрабатываются новые конструкции резьбовых соединений бурильных труб, утяжеленных бурильных труб (УБТ), ведущих бурильных труб (ВБТ), толстостенных бурильных труб (ТБТ), предназначенных для работы в осложненных условиях эксплуатации. Пример бурильной трубы показан на рис. 1 и 2. Внедрение разработанных бурильных труб затруднено в виду проведения натурных испытаний на стендах и макетах, и, только после положительного результата резьбовое соединение вводится в серийное производство. Проведение данных исследований вызывает значительные затраты, в следствие этого увеличивается срок ввода в эксплуатацию новых резьбовых соединений.

Однако для решения этой проблемы могут быть применены методы математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности.

Компьютерное или численное моделирование является одним из эффективных методов изучения сложных систем, в том числе и для исследования процессов упрочняющей обработки металла давлением. Ведущие мировые производители машиностроительной продукции в настоящее время при проектировании особенно активно используют вычислительные программные комплексы Computer Aided Engineering (CAE-системы) [1].

В большинстве работ используются метод конечных элементов и современные программы, основанные на этом методе, такие как DEFORM, ANSYS, ПАКЕТ ЛОГОС [2] для построения графических моделей и определения напряжений, возникающих при поверхностном пластическом деформировании.

Многие задачи, с которыми приходится в настоящее время сталкиваться исследователям и инженерам, не поддаются аналитическому решению либо требуют огромных затрат на экспериментальную реализацию. Прогресс в разработке численных методов и компьютерного моделирования позволил существенно расширить круг задач, доступных анализу. Полученные на основе этих методов результаты используются практически во всех областях науки и техники [2, 3].

Метод конечных элементов (МКЭ) является мощным, надежным и современным средством исследования поведения конструкций в условиях разнообразных воздействий. Программа ANSYS, использующая МКЭ, широко известна и пользуется популярностью среди инженеров, занимающихся решением вопросов прочности. Средства МКЭ ANSYS позволяют проводить расчеты статического и динамического напряженно-деформированного состояния конструкций, в том числе геометрически и физически нелинейных задач механики деформируемого твердого тела. Это позволяет решить поставленную ранее инженерную задачу [3].

Рис. 1 — Ниппельная часть утяжеленной бурильной трубы

Рис. 2 — Муфтовая часть утяжеленной бурильной трубы

Построение компьютерной модели базировалось на абстрагировании от конкретной природы явлений или изучаемого объекта-оригинала и состояло из двух этапов — создание качественной, а затем и количественной модели.

Выделяются следующие основные этапы численного моделирования [3]:

- постановка задачи, определение объекта моделирования;
- разработка концептуальной модели, выявление основных элементов системы и элементарных актов взаимодействия;
- формализация, то есть переход к математической модели;
- создание алгоритма и написание программы;
- планирование и проведение компьютерных экспериментов.

Выбор параметров упрочнения (усилия и глубины вдавливания, радиуса края ролика и др.), обеспечивающих необходимый эффект, существенно зависит от габаритных размеров и формы детали, а также механических свойств упрочняемого конструкционного материала, и обычно проводится на основе результатов испытаний на усталость натурных образцов. Пример обкатки резьбовой поверхности роликом показан на рис. 3.

При проведении натурных испытаний вызывает определенный интерес информация о характере распределения и величине остаточных напряжений и деформаций в поверхностных слоях металла, степени наклепа, параметрах цикла действующих суммарных (остаточных и эксплуатационных) напряжений. При этом без специальной аппаратуры достаточно сложно оценить эффективность режима ППД на образцах и натурных изделиях с точки зрения его влияния на сопротивление усталости [2]. Современные компьютерные технологии позволяют моделировать механические процессы обработки деталей и определять напряженное состояние в элементах конструкций, облегчая тем самым поиск оптимальных технологических параметров.

Таким образом: повышение надежности горных машин на стадии проектирования путем использования математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности роликами является актуальным.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Повысить прочностные характеристики резьбового соединения, используя методы ППД, а имеенно, обкатывание нарезанной резьбы роликами.
2. Получение математической модели для расчета поверхностно-деформированного состояния резьбового соединения ниппеля-муфты трубы.
3. Обосновать получения модели пластического-деформированного состояния, используя метод конечных элементов с применением программного обеспечения ANSYS.
4. Выполнить постановку задачи для достижения заданной цели.

Проведенные исследования на основе построенной математической модели процесса поверхностно-пластической деформации обкаткой роликом позволили получить требуемые параметры шероховатости поверхности, а также сжимающие остаточные напряжения во впадине резьбы.

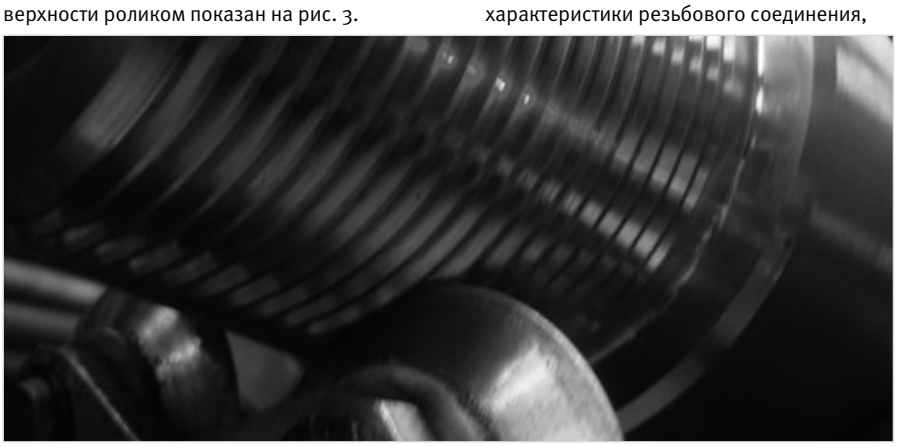


Рис. 3 — Пример обкатки резьбовой поверхности роликом

Итоги

В результате применения новых конструкций бурильных труб повышена их надежность.

Выводы

Разработаны новые конструкций бурильных труб.

Список используемой литературы

1. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера: практическое руководство. Москва: Едиториал УРСС, 2003. 270 с.
2. Бруяка В.А., Фокин В.Г., Солдусова Е.А., Глазунова Н.А., Адеянов И.Е. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учебное пособие. Самара: Самарский государственный технический университет. 2010. 271 с.
3. Лукьянова А.Н. Моделирование контактной задачи с помощью программы ANSYS: учебное методическое пособие. Самара: Самарский государственный технический университет. 2010. 52 с.

Increasing the reliability of drill pipe in the design stage by using mathematical modeling of the process of hardening the surface of thread

UDC 621.833

Authors:
Evgeniy D. Mokronosov — Dr. Sci. Tech., professor, president[1], president[3]
Mikhail V. Pesin — Dr. Sci. Tech., senior lecturer[2], deputy director[3]; M.Pesin@mail.ru

[1]CJSC Permskay kompania neftynogo mashinostroeniy, Krasnokamsk, Russian Federation
[2]State National Research Polytechnical University of Perm, Perm, Russian Federation
[3]CJSC Trading house PKNM, Perm, Russian Federation

Abstract

Shown the experience the russian company in solving the actual problem of increasing reliability of drill pipe.

Materials and methods

Methods of mathematical modelling, mathematical statistics are used.

Results

As a result the applications of new constructions of drill pipe was growth reliability of drill pipe.

Conclusions

Constructions are developed that designing new construction of drill pipe.

Keywords

reliability, drill pipe, thread, hardening

References

1. Kaplun A.B., Morozov E.N., Alferieva V.F. *ANSYS v rukakh inzhenera: prakticheskoe rukovodstvo* [ANSYS in hand an engineering: practical guide]. Moscow: *Editorial URSS*, 2010. 270 p.
2. Bruayka V.A., Fokin V.G., Solddusova E.A., Glazunova N.A., Adeaynova I.E. *Inzhenernyy analiz v ANSYS Workbench* [Engineering analis in ANSYS Workbench]. Samara: *Samara Technical University*, 2010, 52 p.
3. Luk'yanova A.N. *Modelirovanie kontaktnoy zadachi s pomoshch'yu programmy ANSYS: uchebnoe metodicheskoe posobie* [Modeling of the contact problem using ANSYS: Training Toolkit]. Samara: *Samara Technical University*, 2010, 52 p.

УДК 622.276

Расчет параметров модели отстойника с вводами эмульсии через сопла в промежуточный слой

Ф.Ф. Хамидуллина
аспирант[1]
farida_far@mail.ru

Р.Ф. Хамидуллин
д.т.н., профессор[1]
xamidi@mail.ru

[1]ГОУ ВПО Казанский Национальный Исследовательский Технологический Университет, факультет нефти и нефтехимии, кафедра Химической технологии переработки нефти и газа, Казань, Россия

Рассчитаны конструктивные размеры внутренних устройств модели отстойника со скоростными вводами обрабатываемой эмульсии через сопла в промежуточный слой и гидродинамические параметры движения эмульсии в отстойнике. Установлено, что расчеты с высокой достоверностью могут быть использованы при изготовлении промышленных образцов отстойных аппаратов с рассмотренными конструктивными особенностями.

Материалы и методы
Технико-технологические расчеты конструктивных и гидродинамических параметров отстойника. Как источник информации использовались расчеты по Авт. свид. № 1736543, Бюл. № 20, 1992.

Ключевые слова
эмульсия, скоростной ввод, коллектор, распределитель, сопла, расчеты параметров, модель отстойника

1. Введение

По существующей технологии добычи, сбора и транспорта продукции скважин Тумутукского месторождения ООО «Татнефть-Геология» добытая пластовая вода вместе с нефтью и газом по трубопроводу направляется на Чеканскую установку подготовки нефти (УПН), где отделившаяся от нефти пластовая вода используется для добычи нефти на Чеканском месторождении ЗАО «Геология» В связи с этим на Тумутукском месторождении собственная добытая пластовая вода используется для добычи нефти на Чеканском месторождении [1].

С целью эффективного решения этой проблемы разработана новая технология для предварительного сброса и очистки добытой пластовой воды и использования ее для добычи на самом Тумутукском месторождении.

В связи с разработкой новой технологии возникла необходимость применения для предварительного сброса пластовой воды более эффективного отстойного аппарата. Таким аппаратом является отстойник со скоростным вводом обрабатываемой эмульсии через сопла в промежуточный слой [2, 3]. Практика показала, что для применения этих отстойников на конкретном объекте требуется выполнение расчетов внутренних конструктивных параметров с учетом объемов и физико-химических свойств обрабатываемой газоводонефтяной эмульсии.

По этой причине целесообразным явилась необходимость разработки модели и выполнения расчетов параметров внутренних конструктивных устройств и гидродинамических параметров движения обрабатываемой эмульсии в отстойнике.

Существующая технологическая схема бора продукции скважин девонского горизонта на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология» приведена на рисунке 1.

Далее приводится методика расчетов параметров отстойника.

2. Модель и методика расчета внутренних конструктивных устройств и гидродинамических параметров нефтеобезвоживающей секции горизонтального отстойника с вводом обрабатываемой газоводонефтяной эмульсии в промежуточный слой через сопла

Исходные данные:

1. Количество продукции скважин: $Q_ж$ = 0,00003 м³/с.
2. Обводненность продукции скважин: 81,0%.
3. Газосодержание продукции скважин: *ГФ* = 25 м³/т.
4. Плотность обрабатываемой газоводонефтяной эмульсии: ρ = 935,5 кг/м³.
5. Кинематическая вязкость обрабатываемой эмульсии: ν = 60,95 м²/с.

Расчеты внутреннего конструктивного устройства модели отстойника выполнено с использованием исходных данных, представленных ООО «НПФ Иджат» (Республика Татарстан).

1. Определение объема модели отстойного аппарата (нефтеобезвоживающая секция) для обезвоживания нефти. Время отстоя нефти принимается равным t = 1 час, отсюда определяется минимальный объем отстойника:

$$V = Q_ж \cdot t \tag{1}$$

$$V = 0{,}00003 \cdot 1 = 0{,}00003 \cdot 3600 = 0{,}108 \text{ м}^3$$

Объем модели принимается равным 0,1 м³.

Длина модели отстойника принимается равной L = 0,8 м.

Длина секции обезвоживания нефти принимается равной 0,6 м.

Диаметр отстойника определяется по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot L}} \tag{2}$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}1}{3{,}14 \cdot 0{,}8}} = 0{,}4 \text{ м}$$

2. Скорость ввода газоводонефтяной эмульсии в отстойник через сопла принимается равной: υ_o = 0,3 м/с.

3. Определение площади сечения внутреннего диаметра трубы коллектора для ввода эмульсии определяется по формуле:

$$S_K = \frac{Q_ж}{\upsilon_0} \tag{3}$$

$$S_K = \frac{0{,}00003}{0{,}3} = 0{,}0001 \text{ м}^2$$

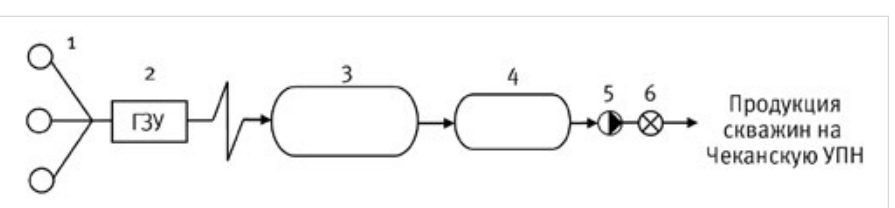


Рис. 1 — Существующая технологическая схема сбора продукции скважин девонского горизонта на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология»:
1 — скважины; 2 — групповая замерная установка;
3 — нефтесборная емкость (V = 200 м³), 4 — буферная емкость (V = 100 м³);
5 — насос нефтяной; 6 — расходомер.

4. Внутренний диаметр трубы горизонтального коллектора для ввода эмульсии определяется по формуле:

$$d_K = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{КОЛ}}{\pi \cdot \upsilon_0}} \qquad (4)$$

$$d_K = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}0001}{3{,}14 \cdot 0{,}3}} = 0{,}02 \text{ м}$$

5. Принимаются следующие размеры живого сечения выходного сопла:

- диаметр патрубка сопла, d_c = 5 мм = 0,005м;
- длина горизонтального размера живого сечения сопла на выходе эмульсии, l = 8 мм = 0,008 м;
- высота вертикального размера сечения сопла на выходе эмульсии, h = 2 мм = 0,002 м.

6. Живое сечение сопла в виде эллипса на выходе обрабатываемой эмульсии в объемную полость отстойника определяется по формуле:

$$S_c = \pi \cdot \frac{\ell \cdot h^2}{4}$$

$$S_c = 3{,}14 \cdot \frac{0{,}008 \cdot 0{,}002}{4} \approx 0{,}000013 \text{ м}^2 \qquad (5)$$

7. Количество сопл определяется по формуле:

$$n_C = \frac{S_K}{S_C} \qquad (6)$$

$$n_C = \frac{0{,}0001}{0{,}000013} = 8 \text{ шт.}$$

С учетом коэффициента запаса на возможность накопления осадков из продукции скважин на внутренней полости сопл, что может привести к уменьшению их проходного сечения, с целью сохранения их пропускной способности количеств сопл принимается равным 16 шт.

8. Суммарное живое сечение сопл для ввода обрабатываемой эмульсии в отстойник определяется по формуле:

$$\Sigma S_c = S_c \cdot n_c \qquad (7)$$

$$\Sigma S_c = 16 \cdot 0{,}000013 = 0{,}000208 \text{ м}^2$$

На рисунке 2 приведена конструктивная схема сопла для скоростного ввода обрабатываемой эмульсии в отстойник.

9. Определение количества горизонтальных поперечных распределителей диаметром d_P = 10 мм. Сечение трубы распределителя определяется по формуле:

$$S_P = \frac{\pi \cdot d_P^2}{4} \qquad (8)$$

$$S_P = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}01^2}{4} = 0{,}000078 \text{ м}^2$$

Количество распределителей определяется по формуле:

$$n_P = \frac{S_K}{S_P} \qquad (9)$$

$$n_P = \frac{0{,}0001}{0{,}000078} = 2 \text{ шт.}$$

10. С учетом конструкции отстойника принимается 4 параллельных ряда горизонтальных поперечных распределителей на боковых образующих горизонтального коллектора для ввода обрабатываемой эмульсии. На распределителе каждого ряда расположено 4 сопла.

11. Определение расстояния (X) между соседними распределителями при движении вводимой через сопла эмульсии с начальной скоростью (υ_o) от первого распределителя и конечной скоростью (υ_K) до следующего соседнего распределителя. Средняя скорость движения эмульсии в промежуточном слое определяется по формуле:

$$\upsilon_{cp} = \frac{\upsilon_0 + \upsilon_K}{2} \qquad (10)$$

$$\upsilon_{cp} = \frac{0{,}3 + 0{,}05}{2} = \frac{0{,}35}{2} = 0{,}175 \text{ м/с}$$

где υ_K — конечная скорость нефтяной эмульсии на расстоянии (X) после ввода обрабатываемой эмульсии через сопла, которая принимается равной 0,05 м/с.

12. Количество сопл на каждом горизонтальном поперечном распределителе 4 шт.

Время движения обрабатываемой эмульсии от первого распределителя до следующего соседнего принимается равным τ = 10 с. Расстояние (X) между соседними распределителями можно определить по формуле:

$$X = \upsilon_{cp} \cdot \tau \cdot \sqrt{Q_ж \cdot \frac{\nu^3}{\rho}} \qquad (11)$$

где υ_{cp} — средняя скорость движения эмульсии – 0,175 м/с;
τ — время движения обрабатываемой эмульсии от первого распределителя до следующего соседнего – 10 с;
$Q_ж$ — количество обрабатываемой эмульсии – 0,00003 м³/с;
ρ — плотность обрабатываемой эмульсии – 935,5 кг/м³;
ν — кинематическая вязкость обрабатываемой эмульсии – 60,95 м²/с.

$$X = 0{,}175 \cdot 10 \cdot \sqrt{0{,}00003 \cdot \frac{60{,}95^3}{935{,}5}} =$$

$$= 0{,}175 \cdot 10 \cdot 0{,}085 = 0{,}149 \text{ м}$$

Расстояние между распределителями (X) принимается равным 149 мм с учетом внутренней конструкции отстойника. Таким образом, поперечные распределители с соплами на коллекторе ввода эмульсии монтируются горизонтально на обоих боковых образующих с расстоянием между ними — 149 мм.

На рисунке 3 приведена схема расположения горизонтальных поперечных распределителей и сопл.

Разделение водонефтяной эмульсии в отстойнике на нефть и воду после ввода обрабатываемой эмульсии через сопла с

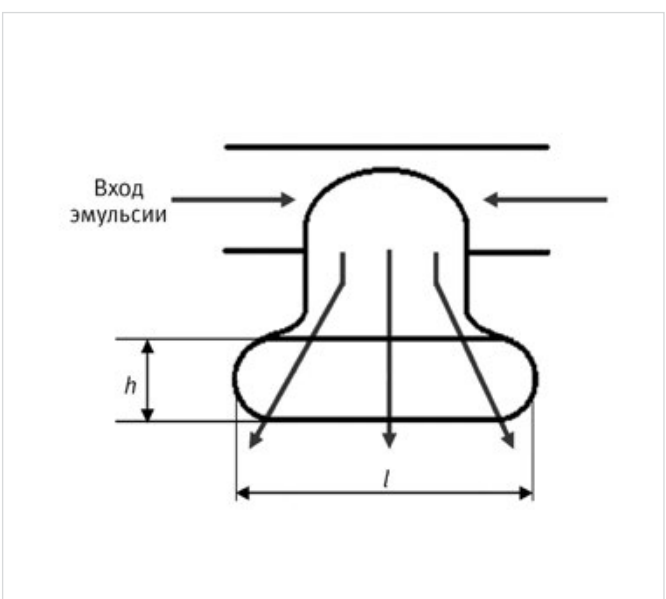


Рис. 2 — Конструктивная схема сопла для скоростного ввода обрабатываемой эмульсии в отстойник: l — длина живого сечения сопла на выходе эмульсии; h — высота живого сечения сопла на выходе эмульсии.

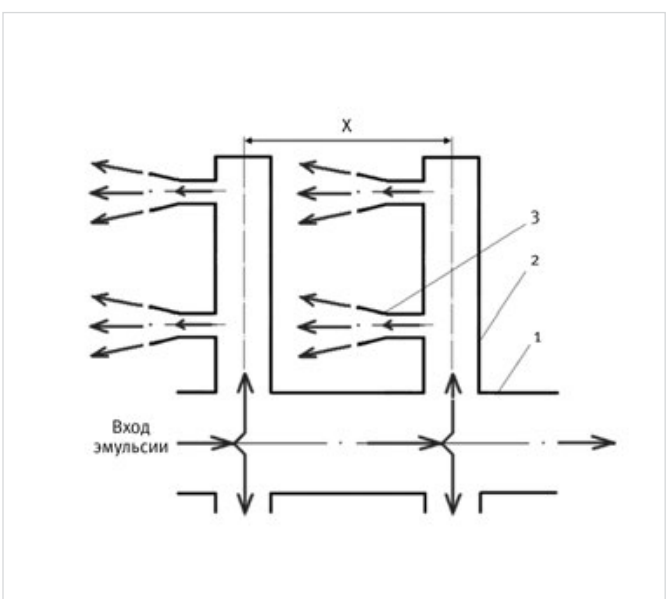


Рис. 3 — Поперечные горизонтальные распределители с соплами на вводном коллекторе: 1 — коллектор для ввода эмульсии; 2 — поперечные горизонтальные распределители; 3 — сопла.

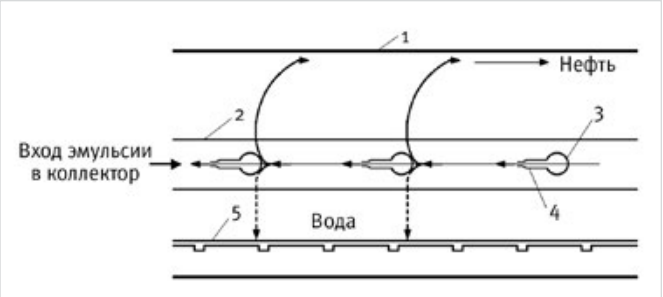


Рис. 4 — Схема траекторий движения нефти и дренажной воды в отстойнике: 1 — емкость; 2 — коллектор для ввода эмульсии; 3 — поперечные горизонтальные распределители; 4 — сопла; 5 — коллектор вывода дренажной воды.

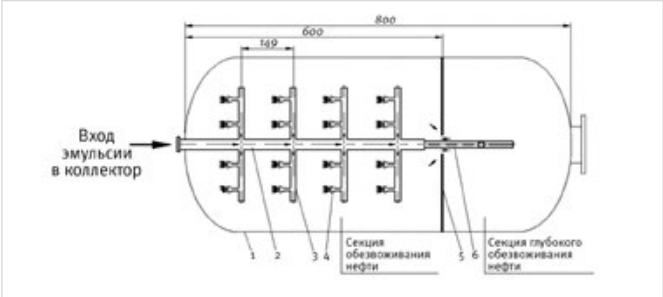


Рис. 5 — Модель отстойника и схема движения обрабатываемой эмульсии: 1 — емкость; 2 — коллектор для ввода эмульсии; 3 — поперечные распределители; 4 — сопла; 5 — вертикальная перегородка; 6 — коллектор для вывода дренажной воды.

высокой скоростью (0,3 м/с) происходит в зоне следующего поперечного распределителя с соплами при скорости в промежуточном слое ближе к нулю (0,05 м/с).

Схема траекторий движения нефти и дренажной воды в отстойнике приведена на рисунке 4.

Модель отстойника и схема движения потоков обрабатываемой эмульсии приведены на рисунке 5.

Разработанная методика расчета внутренних устройств горизонтальных отстойных аппаратов, снабженных вводным коллектором и поперечными горизонтальными распределителями с соплами для скоростного ввода обрабатываемой эмульсии, может быть с высокой достоверностью использована при изготовлении промышленных образцов отстойных аппаратов с рассмотренными конструктивными особенностями.

Итоги

Расчетным путем определены размерные параметры конструктивных элементов внутренних устройств отстойника. Определены траектории движения обрабатываемой эмульсии в секции обезвоживания нефти.

Выводы

Расчеты внутренних устройств горизонтальных отстойных аппаратов, снабженных вводным коллектором и поперечными горизонтальными распределителями с соплами для скоростного ввода обрабатываемой эмульсии, могут быть с высокой достоверностью использована при изготовлении промышленных образцов отстойных аппаратов с рассмотренными конструктивными особенностями.

Список используемой литературы

1. Хамидуллина Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф., Газизов А.А., Валиев Р.Ф. Исследование и определение технологических потерь нефти на объектах Тумутукского месторождения ООО «Татнефть-Геология» // Вестник Казанского технологического университета. 2012. № 12. С. 196–200.
2. Хамидуллин М.Ф., Хамидуллин Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф., А.с.1411001. СССР, кл. В 01 D17/04. Отстойник для подготовки нефти (СССР). № 4727310/26; заявл.07.08.89; опубл.30.05.92, Бюл. № 20. 5 с.
3. Хамидуллин М.Ф., Хамидуллин Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф. Отстойник ОГХ-200 для подготовки нефти // Нефтепромысловое дело. 1996. № 8. С. 39–41.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

The calculation of parameters of a sludge tank model with emulsion inputs through nozzles in an intermediate layer

UDC 622.276

Authors:
Farida F. Hamidullina — post-graduate student[1]; farida_far@mail.ru
Renat F. Hamidullin — Dr. Sci. Tech., professor[1]; xamidi@mail.ru

[1]Kazan National Research Technological University, oil and petrochemistry faculty, chair of chemical technology of oil and gas refining, Kazan, Russian Federation

Abstract

The constructive sizes of a sludge tank model internal devices with high-speed input of processed emulsion through nozzles in an intermediate layer and emulsion movement hydrodynamic parameters in a settler are calculated. It is established that calculations can be used with a high reliability for manufacturing of industrial samples of sludge tank devices with the considered design features.

Materials and methods

Technical and technological calculations of a sludge tank constructive and hydrodynamic parameters. As a source of information calculations copyright certificate No. 1736543, Bulletin No. 20, 1992 is used.

Results

The constructive elements of a sludge tank internal devices were rated with calculation method. Trajectories of a processed emulsion movement in oil dehydration section of are defined.

Conclusions

Calculations of the internal horizontal settling devices supplied with an introduction collector and cross horizontal distributors with nozzles for high-speed input of the processed emulsion with high reliability can be used at production of settling devices industrial samples with the considered design features.

Keywords

emulsion, high-speed input, collector, distributor, nozzles, calculation of parameters, sludge tank model

References

1. Khamidullina F.F., Khamidullin R.F., Gazizov A.A., Valiev R.F. *Issledovanie i opredelenie tekhnologicheskikh poter' nefti na ob"ektakh Tumutukskogo mestorozhdeniya OOO «Tatneft'-Geologiya»* [«Tatneft-Geology» LTD Tumutuksky deposit oil technological losses researches and determinations]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2012, issue 12, pp. 196–200.
2. Khamidullin M.F., Khamidullin F.F., Khamidullin R.F.. *Otstoynik dlya podgotovki nefti* [Settler for oil preparation]. A.s.1411001. USSR, kl. V 01 D17/04, USSR, № 4727310/26; statement 07.08.89, published 30.05.92, Bulletin. № 20. 5 p.
3. Khamidullin M.F., Khamidullin F.F., Khamidullin R.F. *Otstoynik OGKh-200 dlya podgotovki nefti* [OGKh-200 settler for oil preparation]. *Neftepromyslovoe delo*, 1996, issue 8, pp. 39–41.

УДК 622.276

Анализ перспективных технологий в области разработки месторождений высоковязких нефтей на основе российских и международных патентов

И.И. Ефремов
аспирант, начальник отдела гидродинамики и проектирования систем разработки[1]
iiefremov@cge.ru

[1]ОАО «ЦГЭ», Москва, Россия

В основу определения патентной ситуации положена статистическая обработка патентной документации, относящейся к объекту патентных исследований: «Способы добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного углеводородного сырья (кероген, битумы, тяжелые и высоковязкие нефти)». Статистический анализ патентной литературы служит дополнительным источником информации о технической и технологической конъюнктуре в отрасли.

Материалы и методы
Статистические исследования на основе российских и международных патентов.

Ключевые слова
высоковязкая нефть, анализ патентов, статистика патентования, разработка месторождений

На сегодняшний день высокорентабельные месторождения России с запасами нефти, не требующими особых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), по большей части либо выработаны, либо находятся на заключительной стадии разработки. В связи с этим, на передний план выходят технологии и методы, связанные с освоением и разработкой месторождений с запасами нефти, относящихся к категории трудноизвлекаемых. Одним из видов таких запасов являются высоковязкие нефти. Воздействие на пласты, содержащие высоковязкие нефти, как правило, требуют применения более сложных и более затратных технологий. Значительные трудности технического и экономического характера также возникают при подъёме и транспорте высоковязких нефтей. Лидирующие позиции здесь занимают тепловые методы. Интересным в этой связи представляется проанализировать современное состояние методов разработки месторождений высоковязких нефтей на основе российских и международных патентов.

Список хорошо известных тепловых методов довольно широк:

- Термошахтный способ добычи;
- Добыча с использованием горизонтальных скважин;
- Внутрипластовое горение;
- Закачка теплоносителя;
- Скважинные нагреватели и другие устройства;
- Обработка ПЗП и др.

Важно заметить, что по ряду стран (США, Канада, Венесуэла) разработка месторождений высоковязких нефтей играет заметную роль, а объемы ее добычи определяют баланс и уровень общей добычи нефти этих стан.

Нашей задачей является выявление наиболее перспективных технологий в области разработки месторождений высоковязкой нефти путем анализа патентной ситуации, как в России, так и за ее пределами. Для этого был проведен анализ российских и международных патентов в период с 1986 года по 2011. Всего было проанализировано 323 патента в области способов добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного углеводородного сырья.

В основу определения патентной ситуации положена статистическая обработка патентной документации, относящейся к объекту патентных исследований: «Способы добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного углеводородного сырья (кероген, битумы, тяжелые и высоковязкие нефти)». Статистический анализ патентной литературы служит дополнительным источником информации о технической и технологической конъюнктуре в отрасли. Сведения о патентной ситуации используются в дальнейшем при изучении тенденций развития данного вида техники, значимости изобретений. При оценке патентной ситуации проводится определение динамики патентования и структуры взаимного патентования.

По количеству патентов, опубликованных заявок по годам подачи заявки, можно

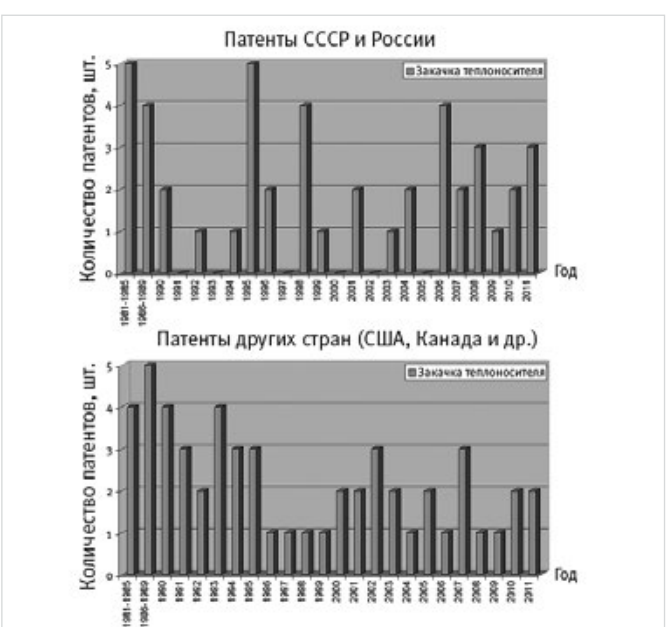


Рис. 1 — Технологии, связанные с закачкой теплоносителя

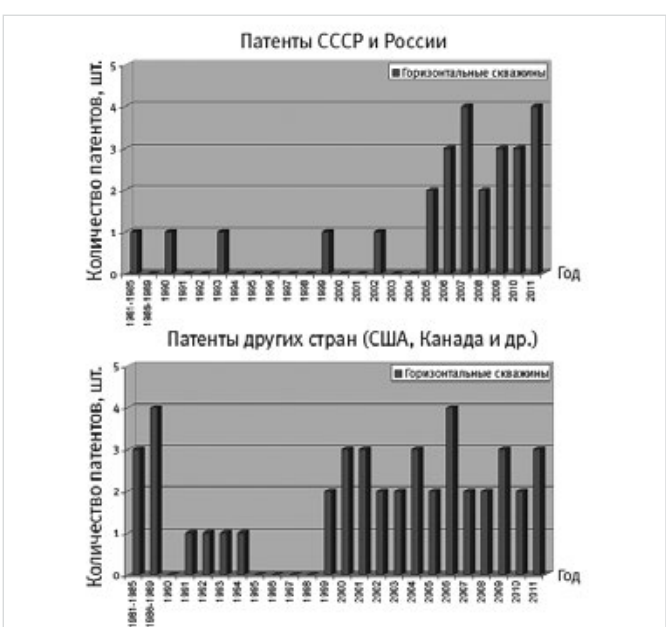


Рис. 2 — Технологии, связанные с использованием горизонтальных скважин

судить о заинтересованности отрасли в технологиях, связанных с разработкой месторождений высоковязкой нефти (Табл.1):

Как видно из таблицы 1, количество запатентованных технологий в области разработки месторождений высоковязкой нефти СССР и России за последние 30 лет в 2–5 раза превышает количество патентов США, Канады и других стран, заинтересованных в развитии данных технологий (Китай, Венесуэла, Германия, Англия, Бразилия).

Количество технологий, связанных с тепловыми методами разработки месторождений высоковязкой нефти довольно велико:

1. Закачка теплоносителя

С повышением температуры вязкость нефти и воды уменьшаются. При этом вязкость нефти (если она в обычных пластовых условиях значительно превышет вязкость воды), снижается более существенно, чем у воды, поэтому соотношение подвижностей нефти и воды увеличивается. Этот экспериментально установленный факт — главная причина закачки теплоносителей в пласт для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих нефти повышенной вязкости. Кроме того, при закачке в пласт горячей воды или водяного пара из нефти при соответствующих условиях испаряются лёгкие фракции углеводородов, которые переносятся вперед по потоку, конденсируются, снижая вязкость нефти перед фронтом вытеснения. Это явление способствует увеличению извлечения нефти из недр при применении тепловых методов. На рис. 1 представлена динамика патентования технологий закачки теплоносителя по годам.

Анализируя графики, можно сделать следующий вывод, что на протяжении 30 лет не ослабевает интерес к технологиям, связанным с закачкой теплоносителя, как в СССР и России, так и во всем мире.

2. Внутрипластовое горение

В процессе разработки нефтяного месторождения методом внутрипластового горения в качестве окислителя применяют главным образом воздух, закачиваемый в пласт через специальные воздухонагнетательные скважины. Нефть отбирается из добывающих скважин вместе с продуктами горения и водой, которую также можно закачивать в пласт в те же воздухонагнетательные или в специальные водонагнетательные скважины.

Следует отметить, что в ходе анализа (30 лет патентования), не было выявлено ни одного патента, связанного с технологией внутрипластового горения.

Недостатки внутрипластового горения известны и связаны с заметным удорожанием проектов, вызванных необходимостью принятия мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения, а также по предотвращению коррозии оборудования. К тому же, осуществление технологии внутрипластового горения очень энергоемко, требует больших материальных затрат, поэтому специалисты нефтеперерабатывающей отрасли и ученые ряда институтов стараются использовать принципиально новые ресурсо- и энергосберегающие методы и технологии. Специалистами ВНИГРИ были изучены технологии разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов и их модификации: внутрипластовое горение и тепловое воздействие. Оказалось, что при внутрипластовом горении мы не только теряем часть нефти, но также теряем и ценные попутные компоненты, содержащиеся в ней (потери ванадия составляют при этом процессе от 36 до 75%). При закачке теплоносителя потери ценных компонентов не превышали 10–15%.

3. Горизонтальные скважины

В 1970-е гг. теоретические исследования, проведенные по инициативе компаний IFP и Elf позволили сделать вывод, что ГС могут быть реальной альтернативой, обеспечивающей добычу запасов высоковязкой нефти. Первым результатом этих исследований и применения технологии горизонтального бурения на практике стала экономически эффективная добыча высоковязкой нефти (300 мПа*с) из трещиноватого коллектора карстовых известняков месторождения Rospo Mare в Адриатическом море.

В другом случае канадская нефтяная компания CS Resources Limited стала инициатором применения новой технологии горизонтального бурения в Канаде. С 1988 по 1997 г. компания использовала эту технологию при разработке тонких пластов и в пластах, осложненных присутствием подошвенной или краевой воды. Основная концепция повышения добычи тяжелой нефти с помощью горизонтальных скважин в тонких пластах была продемонстрирована на месторождении Pelican Lake.

Сегодня горизонтальные скважины в Канаде используются в проектах по добыче высоковязких нефтей как при закачке теплоносителя, так и при естественных режимах (технология «холодной» добычи — CHOP). Ниже в нашем анализе рассмотрены патенты только с использованием технологии «CHOP». Результаты представлены на рис. 2

Анализируя графики, можно сделать следующий выводы, что в последнее время всё больше внимания уделяется разработке месторождений высоковязких нефтей с помощью горизонтальных скважин, как при закачке теплоносителя, так и с применением технологии «холодной» добычи — CHOP;

4. Термошахтный способ добычи

Термошахтный способ добычи является одним из первых тепловых методов добычи высоковязкой нефти. Хорошие результаты получены на опытном участке Ярегского месторождения. Закачка пара

Страны				Годы
СССР и Россия	США	Канада	Др.	
14	7	3	1	1981–1985
12	7	2	3	1986–1989
6	2	1	1	1990
4	3	2	1	1991
6	2	2	0	1992
1	5	2	1	1993
3	2	1	1	1994
10	2	2	1	1995
4	2	2	0	1996
2	1	0	1	1997
5	1	1	1	1998
6	3	1	2	1999
3	3	1	1	2000
7	4	1	4	2001
2	4	2	1	2002
9	5	2	1	2003
5	2	1	1	2004
7	4	1	2	2005
14	5	2	1	2006
10	6	3	1	2007
6	2	1	1	2008
10	4	2	1	2009
10	5	1	1	2010
13	4	1	4	2011
169	85	37	32	Итого

Табл. 1 — Количество патентов России, США, Канады и других стран 1981–2011 гг.

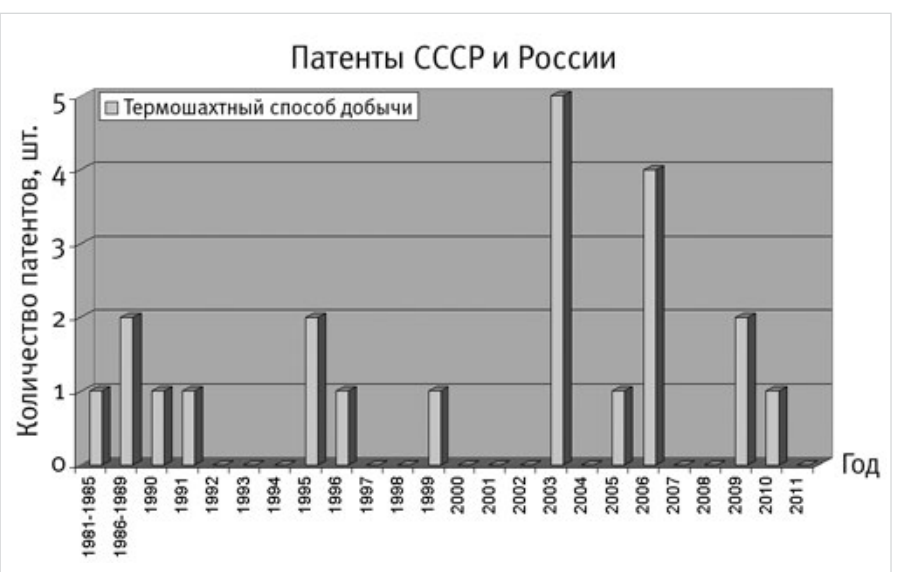


Рис. 3 — Технологии, связанные с использованием термошахтного способа добычи высоковязких нефтей

применяется здесь при шахтной разработке для уникальной нефти с вязкостью 10000–20000 мПа*с. Себестоимость добычи этой нефти с помощью пара, вдвое ниже, чем в целом по Ярегскому нефтешахтному управлению. Сейчас около 80% нефти в нефтешахтах добывается с использованием закачки теплоносителя.

Нефтеотдача на опытном участке увеличилась с 6 до 39%. Достижение таких результатов на всем месторождении равнозначно открытию нового крупного нефтяного месторождения. На рис. 3 представлена динамика патентования технологий связанных с использованием термошахтного способа добычи высоковязких нефтей по годам.

Анализируя графики, можно сделать следующие выводы: в виду того, что основная часть залежей тяжелой нефти встречаются на относительно не больших глубинах (от 300 метров и до 1,5 километра), в России продолжается развитие технологий, связанных с термошахтным способом добычи;

5. Скважинные нагреватели и другие устройства

В разработке месторождений высоковязкой нефти в последнее время не последнее место занимает использование различных скважинных устройств. Специфика многих месторождений подразумевает их использование, так как дебиты скважин без их использования слишком низкие, в том числе по причинам: выпадение парафина или АСПО, а также наличия многолетних мерзлых пород. Исходя из этого, скважинные устройства довольно популярны при добыче высоковязкой нефти. В период с 1986 по 2011 год было зарегистрировано около 57 патентов, связанных с различными скважинными устройствами. В основном это скважинные нагреватели и их различие заключается лишь в особенностях конструкции. Большинство скважинных нагревателей исключают непосредственный контакт теплоносителя с продукцией скважины, а их применение направлено на повышение эффективности прогрева добываемой продукции непосредственно в скважине и сокращение затрат на подготовку теплоносителя. На рис. 4 представлена динамика патентования технологий связанных с изобретением скважинных устройств по годам.

Анализируя графики, можно сделать следующий вывод, что использование скважинных устройств, при добыче высоковязких нефтей остается довольно актуальной темой и в настоящее время. Интерес к развитию данных технологий не ослабевает на протяжении исследуемого периода патентования, как в СССР и России, так и во всем мире.

6. Другие технологии данной области (в том числе комбинированные и инновационные)

В последние годы, ввиду специфики ряда месторождений, высоковязкой нефти проявился интерес к таким технологиям, как:

- технологии, предусматривающие объединение нескольких основных способов добычи (закачка теплоносителя, горизонтальные скважины и т.д.);
- электротепловое воздействие на пласт. Технология разогрева нефти за счет выделения омического тепла при прохождении по пласту сильных электрических токов.
- микробиологические методы разработки месторождений высоковязкой нефти. Технология предусматривает закачку бактерий, адаптированных к условиям месторождения, вместе с продуктом их питания (меласса). Возникающее при этом снижение поверхностного натяжения на границе вода–нефть и образование новых фильтрационных каналов при реакции, вырабатываемых бактериями, органических кислот с породой, обеспечиваются условия для лучшего вытеснения высоковязкой нефти.
- волновое и акустическое воздействие на пласт в комбинации с тепловыми методами. Обеспечивает повышение эффективности теплового воздействия и снижение энергозатрат.
- технологии, обеспечивающие повышение углеводородоотдачи за счёт восстановления подвижности вязкой составляющей нефти. Разработку залежи ведут по участкам разработки с размещением скважин с источниками гидроимпульсного депрессионно-репрессионного воздействия на забое скважин по углам участка и источников вибросейсмического воздействия с дневной поверхности на участке разработки.

На рис. 5 представлена динамика патентования, как имеющих свое частое применение, так и инновационных технологий разработки месторождений высоковязких нефтей по годам.

Анализируя графики, можно сделать следующий вывод, что Россия является лидером в создании инновационных технологий в области разработки месторождений высоковязкой нефти, таких как электротепловое, волновое, акустическое, гидроимпульсное воздействие на пласт и др.

Итоги

Выявлены наиболее перспективные методы в области разработки месторождений высоковязких нефтей.

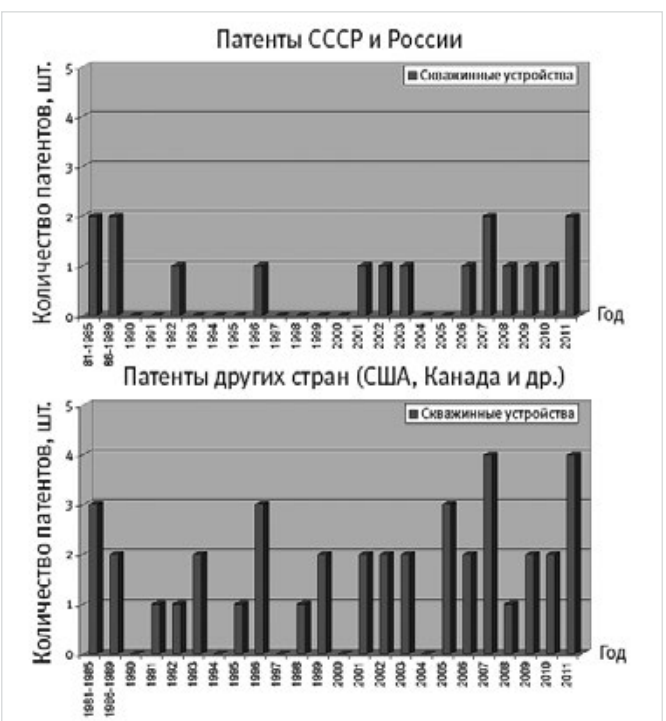


Рис. 4 — Технологии, связанные с использованием скважинных устройств

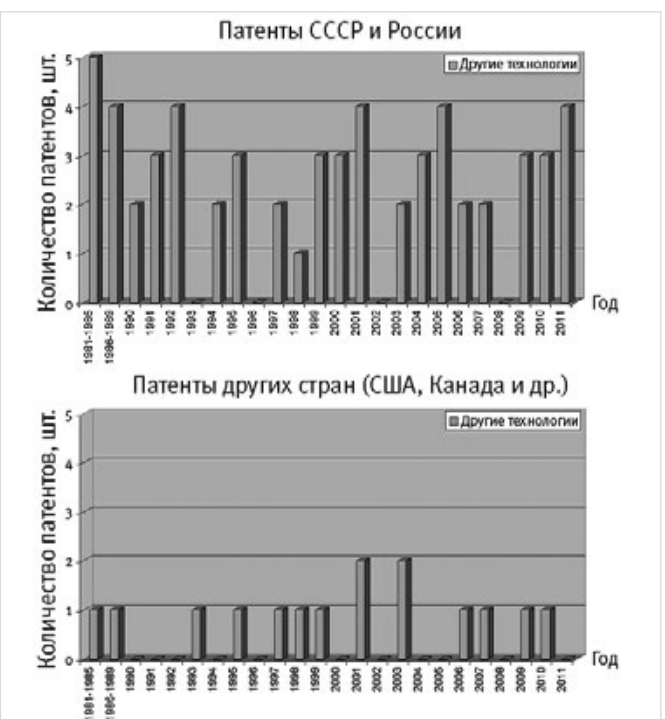


Рис.5 — Технологии, связанные с использованием инновационных технологий

Выводы

В настоящее время, предпочтение в развитии технологий в области разработки месторождений высоковязких нефтей, отдается использованию горизонтальных скважин с закачкой теплоносителя, как в теории, так и на практике. Также хорошей перспективой обладают сравнительно новые технологии в области добычи высоковязких нефтей, которые по мнению их авторов обладают значительными преимуществами в технологическом и в экономическом аспектах по сравнению с традиционными термическими методами. Однако, свойственная всем новым технологиям ограниченность практического внедрения пока не позволяет комбинированным и инновационным технологиям использовать весь свой потенциал.

Обращает на себя внимание практически полная потеря интереса к патентованию в области технологии внутрипластового горения.

Несмотря на кажущуюся очевидность выводов проведенного анализа, важно подчеркнуть, что в зависимости от геологического строения и условий залегания запасов высоковязкой нефти, климатических и других условий, в каждом конкретном случае технология разработки может быть индивидуальной.

Analysis of promising technologies in the development of heavy oil deposits based on russian and international patents

UDC 622.276

Authors:
Igor' I. Efremov — postgraduate, head of hydrodynamics and design systems development[1]; iiefremov@cge.ru

[1]JSC "CGE", Moscow, Russian Federation

Abstract

Identify the most promising technologies in the development of heavy oil deposits by analysis of the patent situation in Russia and abroad. For definition of the patent situation is put statistical analysis of patent documentation relating to the subject of patent research: "Methods of production of hard-and non-conventional hydrocarbons (kerogen, bitumen, heavy and high viscosity oil)". Statistical analysis of the patent literature is an additional source of information on technical and technological conjuncture in the industry.

Materials and methods

Statistical studies based on russian and international patents.

Results

Identify the most promising methods in the development of high-viscosity oil field.

Conclusions

At present, the preference in the development of technologies in the field of high-viscosity oil, is given to the use of horizontal wells with termal methods, both in theory and in practice. Also have a good prospect relatively new technology in the production of highly viscous oil, which in the opinion of the authors have significant advantages in the technological and economic aspects over conventional thermal methods.

Keywords

pighly viscous oil, the analysis of patents, patent statistics, the development of fields

УДК 622.24

Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента

М.С. Габдрахимов
д.т.н., профессор, зав. кафедрой НПМО[1]

Т.Н. Миннивалеев
аспирант[2]
timxn@yandex.ru

Р.М. Галимов
нач. отдела технологического сопровождения строительства скважин[3]

[1] филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, Октябрьский, Россия
[2] ФГБОУ ВПО УГНТУ, Уфа, Россия
[3] Азнакаевское предприятие буровых работ ООО «Бурение», Азнакаево, Россия

Технология бурения скважин требует непрерывной циркуляции бурового раствора. Статья посвящена влиянию пульсаций давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента в процессе бурения скважин и оценка их значимости. Приводится разработанный компенсатор промывочной жидкости, позволяющий сгладить пульсацию потока.

Материалы и методы
Исследование пульсаций давления и расхода промывочной жидкости на процесс бурения скважин, анализ данных, полученных с буровой, разработка компенсатора и методики его расчета.

Ключевые слова
скважина, трубопровод, турбобур, долото, промывочная жидкость, колебания давления, компенсатор

Поршневые буровые насосы являются источником неравномерности расхода и давления бурового раствора, приводящим к появлению вибрации, знакопеременных нагрузок в бурильной колонне, неравномерной работе турбобуров и винтовых забойных двигателей, а, значит, и неравномерному вращению долота и разбуриванию породы [1]. При бурении глубоких скважин пуск и остановка буровых насосов может сопровождаться кратковременными, резкими повышениями давления в циркуляционной системе (гидравлическими ударами), возникающими как над турбобуром, так и на любом участке бурильного инструмента, что также негативно влияет на работу буровой установки. Об этом свидетельствуют периодические срабатывания предохранительных клапанов и разрывы диафрагм компенсаторов буровых насосов.

Компьютеризированная станция «ГЕОТЕСТ» позволяет контролировать основные параметры бурения, производить оценку ситуации и предотвращать осложнения, документировать процесс бурения.

Датчик давления станции «ГЕОТЕСТ» позволяет вести непрерывные замеры колебаний промывочной жидкости в процессе бурения скважины. Монтаж датчика давления к нагнетательной линии осуществляется через средоразделитель штатного манометра посредством тройника.

Компьютеризированной станцией «ГЕОТЕСТ» производились замеры технологических параметров в процессе проводке скважины №7063 Холмовской площади, бурящейся ООО «Бурение». Исследования проводились в интервале 355–1410 метров. Технические параметры бурения (Рвх — давление промывочной жидкости, Wd — нагрузка на долото, Vмех — механическая скорость бурения, Vрейс — рейсовая скорость бурения) скважины №7063 и применяемые при этом долота представлены в таблице 1.

Зарегистрированные в процессе бурения значения величин давления промывочной жидкости на входе (график 1), нагрузки на долоте (график 2) и скорость проходки (график 3) представлены на рис.2 в интервалах: а) 355–570 метров; б) 570–850 метров; в) 850–1120 метров; г) 1120–1410 метров.

Анализируя рис. 2, график 1 которого представляет изменение давления промывочной жидкости в процессе бурения, становится очевидным, что величина неравномерности давления промывочной жидкости в процессе бурения является значительной величиной.

В процессе бурения долото также является источником колебаний давления и вибраций. При бурении скважин в Азнакаевском ПБР отмечено, что в среднем при бурении нефтяной скважины из строя выходит 1 диафрагма компенсатора бурового насоса, давление в котором устанавливают равным 2/3 от рабочего давления. Однако, при бурении в Серпуховско–окском горизонте, имеющем трещиноватый характер породы, вызывающий обрушение горной породы и забивку проходных отверстий долота и его заклинивание, в результате разрыва приходится производить замену до 3–4 диафрагм компенсаторов, что вызывает простой буровой более чем на 1 час на каждый порыв диафрагмы.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что применяемые в бурении диафрагменные компенсаторы не позволяют должным образом гасить колебания давления в бурильной колонне, а, следовательно, в компоновку надо устанавливать дополнительные компенсаторы.

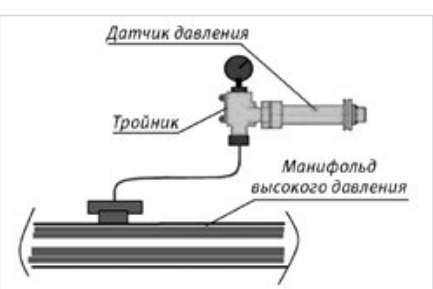


Рис. 1 — Монтаж датчика давления промывочной жидкости

Интервал		Рвх	Wd	Долото		Vмех	Vрейс
Начало	Конец	МПа	т	Тип/размер	Номер	м/ч	м/ч
метр							
354	616	100	18	215,9 ТЗГН	442	29,1	15,2
616	792	105	17	R-15 215,9	1	44	16,6
792	980	90	16	R-15 215,9	43	20,4	9,1
980	1069	89	10	R-05 215,9 ТЗГНУ	19	8,9	3,7
1069	1081	90	12	R-05 215,9 ТЗГНУ	19	4,8	1,6
1081	1136	95	15	R-05 215,9 ТЗГНУ	19	13,7	3,3
1136	1164	85	20	R-05 215,9 ТЗГНУ	49	8,8	1,9
1164	1236	110	10	R-05 215,9 ТЗГНУ	49	5,5	3,6
1236	1267	88	15	R-05 215,9 ТЗГНУ	55	2,5	0,7
1267	1337	90	19	R-05 215,9 ТЗГНУ	55	3,1	2,1
1337	1357	81	14	R203M144		4,9	1
1357	1391	89	13	R203M120		3	1,4
1391	1420	92	22	REED/120,7	120	1,3	0,7

Табл. 1 — Технические параметры бурения и применяемые долота

Нами разработан компенсатор промывочной жидкости [2], который позволяет гасить колебания давления и расхода в бурящихся скважинах большого диаметра. Для скважин малого диаметра решение проблемы сглаживания неравномерности давления бурового раствора можно осуществить применением модернизированного компенсатора промывочной жидкости, оснащенного корпусом 1, пружиной 2, замкнутой камерой 3, образованной подпружинным поршнем 4 и перегородкой 5. Замкнутая камера соединяется каналами 6 с затрубным пространством (рис. 3).

Для определения основных размеров модернизированного варианта компенсатора, определения степени гашения пульсаций давления решили задачу динамики работы математической модели данного компенсатора.

Ниже представлена последовательность выполнения расчета компенсатора.

Исходные данные: D, d, dн, G – вес поршня; $P_в=P_в(t)$ — давление в верхней части потока; Pc — давление в затрубном пространстве (для упрощение расчетов принимается постоянным); c — коэффициент жесткости пружины.

В дальнейшем принимается общий закон изменения $P_в$:

$$P_в = A\sin\omega t + B \qquad (1)$$

где A — амплитуда колебаний;
B — среднее давление;
ω — круговая частота;
t — время

Требуется определить закон изменения давления в области потока, расположенного ниже поршневого компенсатора, т.е. $P_о$.

Составим дифференциальное уравнение движения поршня. Силы действующие на поршень (основные силы):

$F_в$ — сила давления потока на верхнюю часть поршня, $F_в=P_вS_п$,

где $S_п = \frac{\pi(D^2-d^2)}{4}$ — площадь поверхности поршня

$F_у$ — сила упругости пружины, которая определяется по формуле:

$$F_у=c\Delta l,$$

где Δl — деформация пружины;
c — коэффициент жесткости пружины.

$F_с$ — сила давления на поршень снизу (из камеры под поршнем, где давление принимается равным затрубному), $F_с=P_cS_н'$,

где $S_н' = \frac{\pi(D^2-d_н^2)}{4}$ — площадь поверхности давления поршня снизу

G — сила тяжести поршня;

$m = \frac{G}{g}$ — масса поршня

Дифференциальное уравнение движения поршня будет иметь вид:

$$\frac{G}{g}\frac{d^2x}{dt^2} = P_вS_в + G - c\Delta l - P_cS_н' \qquad (2)$$

Вводим обозначения $\frac{c}{m} = k^2$; $\frac{S_в}{m} = a$; $\frac{S_н'}{m} = в$; $Д = P_cв + Ba$

Решая уравнение (2), получаем:

$$X(t) = -\frac{Aa\omega}{k(k^2-\omega^2)}\sin kt - \frac{Д}{k^2}\cos kt + \frac{Aa}{k^2-\omega^2}\sin\omega t + \frac{Д}{k^2} \qquad (3)$$

При этом скорость движения поршня будет:

$$V_п = \frac{dx}{dt} = \frac{-Aa\omega}{k^2-\omega^2}\cos kt + \frac{Д}{k}\sin kt + \frac{Aaw}{k^2-\omega^2}\cos\omega t \qquad (4)$$

Для установления зависимостей между средними скоростями жидкости в различных сечениях потока, выделим некоторый объем жидкости и применим к нему теорему об изменении количества движения за бесконечно малый отрезок времени dt, в результате получим искомое уравнение, определяющее давление промывочной жидкости на выходе из компенсатора:

$$P_0 = P_в(t) - \frac{\rho}{S_в}V_п^2(S_п - S_п') \qquad (5)$$

где ρ — плотность жидкости

При помощи уравнения (5), задаваясь геометрическими параметрами компенсатора и зная закон изменения давления промывочной жидкости в сечении, расположенном на входе в компенсатор, можно определить давление промывочной жидкости на выходе из компенсатора.

Решая обратную задачу, определили оптимальные размеры разработанного компенсатора.

Таким образом, неравномерность давления и расхода жидкости в бурильной колонне достигает значительных величин и отрицательно сказывается на процессе бурения в целом. Поэтому, разработка компенсаторов, позволяющих снизить неравномерность давления бурового раствора в бурильной колонне является актуальной задачей. Разработанный нами компенсатор является одним из способов решения данной проблемы.

Итоги

Предложено техническое решение для уменьшения амплитуды колебания давления промывочной жидкости.

Выводы

Анализируя приведенные в статье данные, становится очевидным, что колебания давления промывочной жидкости негативно влияют на техническое состояние различных

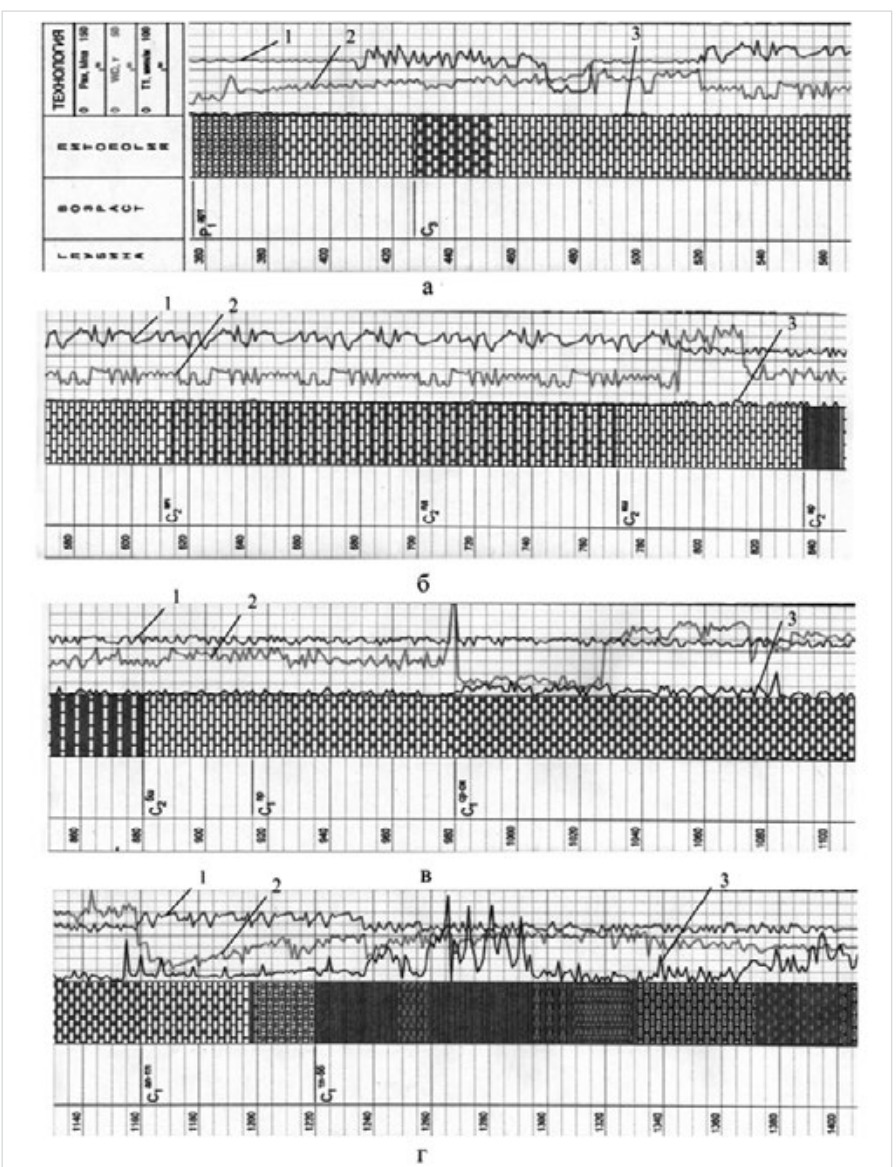


Рис. 2 — Записанные параметры бурения скважины №7063

Рис. 3 — Принципиальная схема ступени поршневого компенсатора

элементов бурильной колонны и бурового инструмента и на процесс бурения скважин в целом. Разработанный компенсатор позволяет устанавливать его на любом участке бурильной колонны, тем самым, гасить амплитуду колебаний давления, идущих от забоя, на месте их возникновения.

Список используемой литературы

1. Караев М.А. Гидравлика буровых насосов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1983. 208 с.
2. Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Шаисламов В.Ш., Миннивалеев Т.Н. Пат. 2464404, РФ, МПК E 21 B 21/00. Компенсатор промывочной жидкости (РФ). 2010152927; Заявлено 23.12.2010; Опубл. 27.06.2012.

ENGLISH **DRILLING**

Investigation and evaluation of the influence of pressure fluctuation of drilling fluid on working of the boring tool

UDC 622.24

Authors:
Mavlitzyan S. Gabdrakhimov — Doctor of Technical Sciences, professor, head of oilfield machinery and equipment chair[1]
Timur N. Minnivaleev — post-graduate student[2]; timxn@yandex.ru
Rif M. Galimov — head of the department of technological maintenance of building wells[3]

[1]Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrskiy, Russian Federation
[2]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation
[3]Aznakaevsky company drilling works "Burenie", Aznakaevo, Russian Federation

Abstract
Wells drilling technology requires steady circulation of the drilling mud. The article is devoted to the influence of pressure fluctuation of drilling fluid on working of the boring tool while drilling wells and evaluation of its quantity. The paper provides designed compensator which allowind to damp fluctuation of the stream.

Materials and methods
Investigation of the influence of pressure and discharge fluctuation of drilling fluid on drilling, analysis of data received from a drilling rig, designing of the compensator and its calculation methodology.

Results
A technical solution for decreasing of amplitude of pressure fluctuation of drilling fluid is suggested.

Conclusions
By analyzing shown in this article data, it becomes evident that pressure fluctuation of drilling fluid adversely affects the technical condition different parts drilling string and boring tools and also adversely affects the operation of the drilling wells in general.

Keywords
well, drilling mud pump, turbodrill, bit, drilling fluid, pressure fluctuation, compensator

References

1. Karaev M.A. *Gidravlika burovykh nasosov. 2-e izd., pererab. i dop.* [Hydraulics of Drilling Mud Pumps. 2-nd edition rev. and enlarged]. Moscow: *Nedra*, 1983, 208 p.
2. Gabdrakhimov M.S., Suleimanov R.I., Shaislamov V.Sh., Minnivaleev T.N. *Pat. 2464404, RF, MPK E 21 V 21/00. Kompensator promyvochnoy zhidkosti (RF). 2010152927; Zayavleno 23.12.2010; Opubl. 27.06.2012.* [Pat. 2464404, Russia, IPC E 21 V 21/00. Compensator washing fluid (RF). 2010152927; Announced 23.12.2010, published 27.06.2012].

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES
МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ
www oilgasconference.ru
OilGas conference

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития
27 мая - 1 июня 2013 г., Геленджик
nitpo.ru

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы
16 - 21 сентября 2013 г., Анапа
neft-gaz-novacii.ru nitpo.ru

- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов;
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;
- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы, реагенты и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса.

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ: +7 (861) 248-94-51 (-54), 216-83-63 (-64, -65) info@oilgasconference.ru

информационны партнеры

УДК 622.276.53; 621.671.2

Анализ поправочных коэффициентов пересчета характеристики электроцентробежного насоса при влиянии вязкости добываемого флюида

С.С. Пекин
доц., к.т.н., заместитель заведующего кафедрой[1]
Pekinss@gmail.com

П.Л. Янгулов
аспирант[1]
Yangulov_Pavel@mail.ru

[1]РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, кафедра «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности», Москва, Россия

На данный момент количество лёгкой нефти в нашей стране уменьшается, а доля более вязкой и тяжелой нефти от общего объема добычи становится все больше и больше. В этой статье рассматривается влияние вязкой жидкости на характеристику электроцентробежного насоса (ЭЦН). Так как при эксплуатации электроприводных центробежных насосов нефтяники знают только характеристику насоса при работе на воде, то им приходится производить пересчет характеристики с учетом условий, при которых будет работать насос. Произведено сравнение пересчетных коэффициентов, полученных экспериментально и теоретически по методике П.Д. Ляпкова, которая взята за основу на многих предприятиях нефтяной промышленности.

Материалы и методы
Используется методика определения поправочных коэффициентов пересчета для подачи, напора и КПД электроцентробежного насоса при его работе на вязкой жидкости. Были выполнены испытания рабочих ступеней ЭЦН 5–30 и 5–35.

Ключевые слова
погружной электроцентробежный насос, характеристика насоса, поправочные коэффициенты пересчета, влияние вязкости, число Рейнольдса

На сегодняшний день мы наблюдаем общемировую тенденцию — ухудшение углеводородных запасов. В традиционных районах добычи (Западная Сибирь, Северный Кавказ, Урало-Поволжье, Тимано-Печора) наблюдается увеличение глубины залегания продуктивных пластов, снижение объема запаса, усложнение геологического строения, уменьшение пластовых давлений. Ухудшение коллекторов и не менее важная тенденция — это увеличение доли добычи трудноизвлекаемых нефтей с аномальными физическими и химическими свойствами (высокая плотность и вязкость, концентрации смол и парафинов) [1].

Ежегодно в мире добывается около 4 млрд.т. нефти, а объем вязких (ВН) и тяжелых (ТН) нефтей составляет примерно 500 млн.т., т.е. 1/8 общемировой добычи [2]. В соответствии с прогнозами, при сохранении темпов приращения добычи на существующем уровне, производство трудноизвлекаемой нефти увеличится к 2030 г. в 4 раза, т.к. мировые запасы вязких нефтей значительно превышают запасы нефтей малой и средней вязкости (162 млрд.т.) и составляют по оценкам специалистов около 1 трлн.т. Наиболее крупные запасы этих нефтей находятся в Канаде, Венесуэле. Мексике, США, России, Кувейте и Китае. Запасы вязких и тяжелых нефтей в России составляют около 7 млрд.т. Интерес к такой нефти в нашей стране увеличивается по мере роста цен на нефть и в связи с начавшимся периодом истощения многих крупных и мелких российских нефтяных месторождений [1, 3, 4]. В связи с этим увеличение изучения добычи вязких нефтей представляет большой интерес, т.к. за счёт разработки запасов вязких и тяжелых нефтей (по данным [5–11]) Россия могла бы ежегодно получать до 25–30 млн.т. нефти дополнительно.

На данный момент центробежные насосы на нефтяном промысле являются одними из самых распространенных машин, на их долю приходится сегодня до 75% всей добычи нефти в России. Поэтому знание о влиянии вязкости жидкости на рабочую характеристику центробежных насосов особенно важно.

Данная работа посвящена насосам, извлекающим нефть из скважины на поверхность. Производители насосного оборудования дают рабочие характеристики на воде, причем в паспорте указываются характеристики насоса в пересчете на 100 ступеней или же на одну ступень. Эксплуатационникам приходится производить подбор оборудования при помощи различных программ подбора оборудования, в которых используются методики пересчета поправочных коэффициентов с воды на вязкую жидкость.

Говоря о влиянии вязкости на перекачиваемую жидкость центробежными насосами, необходимо отметить огромный вклад Ляпкова Петра Дмитриевича. Петр Дмитриевич обобщил данные по испытаниям центробежных насосов и дал свою методику пересчета рабочей характеристики с воды на вязкую жидкость. Ляпков ввел коэффициенты пересчета и создал номограмму для получения коэффициентов пересчета характеристики центробежных насосов с воды на жидкость другой вязкости.

Месторождение	Нефтегазоносный бассейн	Среднее значение вязкости по месторождению, мм²/с	Среднее значение плотности нефти по месторождению, г/см³
Чайкинское	Волго-Уральский	16,77	0,8703
Ромашкинское	Волго-Уральский	23,82	0,8721
Ван-Еганское	Западно-Сибирский	294,7	0,8946
Приобское	Западно-Сибирский	31,87	0,8724
Самотлорское	Западно-Сибирский	10,34	0,8537
Усинское	Тимано-Печорский	2588,44	0,9266
Мамонтовское	Западно-Сибирский	39,22	0,8830
Макаровское	Волго-Уральский	86,45	0,9413
Новохазинское	Волго-Уральский	35,73	0,8915
Русское	Западно-Сибирский	583,42	0,9383
Федоровское	Западно-Сибирский	37,7	0,8670
Арланское	Волго-Уральский	31,69	0,8951
Ярегское	Тимано-Печорский	10785,47	0,9443

Табл. 1 — Распределение основных уникальных месторождений с вязкой и тяжелой нефтью на территории России [2]

Методику, анализ и выводы Ляпков изложил в статье «О влиянии вязкости жидкости на характеристику погружных центробежных насосов».

Главной целью большинства исследований, выполненных до настоящего времени в области изучения влияния вязкости жидкости на характеристику центробежного насоса, является разработка способа пересчета водяной характеристики центробежного насоса на жидкость заданной вязкости. Известно более 20 попыток разработать такой способ. Со своей стороны мы решили провести свои исследования и получить результаты испытаний, согласно которым будут подтверждаться уже известные утверждения при пересчете с воды на вязкую жидкость (за основу взят способ пересчета Ляпкова П.Д.). А также будет внесено дополнение в формулы пересчета, с учетом современного исполнения проточных частей рабочих ступеней ЭЦН и применяемых материалов (чугунные и комбинированные с пластиком ступени). В связи с изменением технологии изготовления рабочих ступеней ЭЦН, выявлено, что поправочные коэффициенты пересчета с воды на вязкую жидкость вычисленные по методике 60-х годов XX века, имеют отклонения от экспериментальных данных.

В работах Ляпкова П.Д., Шищенко Р.И., Иппена А.Т., Суханова Д.Я. и др. отмечено, что влияние вязкости на характеристику насоса определяется главным образом величиной числа Рейнольдса (Re). Чем меньше число Re, тем сильнее характеристика насоса отклоняется от характеристики его работы на воде [12, 13].

Как отмечает Ляпков П.Д., в теоретических исследованиях, а также при анализе и обобщении экспериментальных данных по вопросу влияния вязкости жидкости на работу центробежных насосов различными исследователями применялись различные формы числа Re (табл. 2). Однако с практической точки зрения число Re в виде формулы (1) наиболее удобно, так как для его определения не требуется знания размеров проточной части насосов, которые обычно бывают неизвестными эксплуатационникам. Поэтому Ляпков её использовал в своих расчетах.

$$Re = \frac{\sqrt[3]{\omega \cdot Q_{в.опт}^2}}{\gamma} \qquad (1)$$

И это справедливо, потому что нельзя указать универсальную форму числа Re, включающую какой-либо конкретный линейный размер насоса и конкретную скорость потока в насосе, которая была бы одинакова, характерна для всего насоса во всем диапазоне изменения числа Re. Так как проточные каналы рабочих ступеней насоса относительно коротки и имеют сложную конфигурацию, а жидкость в разных точках каналов имеет различную скорость. Любое нарушение распределения скоростей потока, вызванное, например, изменением площади или направления течения, изменяет структуру потока в канале. Т.е. одно и то же значение числа Рейнольдса не обеспечивает подобия потоков. Так как переход от ламинарного к турбулентному движению может произойти в случае применения непрямых труб при резко отличающихся числах Рейнольдса [14].

№ формулы	Форма числа Re
1	$Re = \frac{r_2^2 \cdot \omega}{\gamma} \sim \frac{u_2 \cdot D_2}{\gamma}$
2	$Re = \frac{r_2 \cdot b_2 \cdot \omega}{\gamma}$
3	$Re = \frac{D_2 \cdot \sqrt{H_{\gamma опт}}}{\gamma}$
4	$Re = \frac{n \cdot Q_{\gamma опт}}{\gamma \cdot \sqrt{H_{в.опт}}}$
5	$Re = \frac{n \cdot Q_{\gamma опт}}{\gamma \cdot \sqrt{H_{\gamma.опт}}}$
6	$Re = \frac{Q_{\gamma опт}}{\gamma \cdot D_2}$
7	$Re = \frac{Q_{в.опт}}{\gamma \cdot D_2}$
8	$Re = \frac{Q_{\gamma опт}}{\gamma \cdot D_0}$
9	$Re = \frac{Q_{в.опт}}{\gamma \cdot \sqrt{4 \cdot D_2 \cdot b_2 \cdot \varphi_2}}$
10	$Re = \frac{\sqrt[3]{n \cdot Q^2}}{\gamma}$

Табл. 2 — Формы числа Re, использовавшиеся исследователями при анализе опытных данных испытаний работы центробежных насосов на жидкостях различной вязкости [15]

r^2, D^2 — выходной радиус и диаметр рабочего колеса; D_o — входной диаметр рабочего колеса; b_2 — ширина рабочего колеса на выходе; φ_2 — коэффициент стеснения площади выхода из колеса его лопатками; n — число оборотов вала насосав минуту; ω — угловая скорость вращения вала насоса; $Q_{в.опт.}$, $H_{в.опт.}$ — подача и напор одной ступени насоса в оптимальном режиме при работе на пресной воде нормальной температуры; $Q_{v.опт.}$, $H_{v.опт.}$ — подача и напор одной ступени насоса в оптимальном режиме при работе на жидкости, вязкость которой отлична от вязкости пресной воды при нормальной температуре; $Q_{опт.}$ — подача насоса в оптимальном режиме при работе насоса на жидкости любой вязкости

Для такого потока нет способа вычисления коэффициента трения f, в ряде случаев (например, в каналах рабочего колеса и спирального отвода) определение точной длины канала или площадей сечения невозможно.

Более того, потеря на трение становится незначительной по сравнению с дополнительными потерями от завихрений, вызванными возмущающими элементами. Потери, связанные с вихреобразованием, подчиняются иным законам, чем потери трения.

Для прямой трубы требуется длина, равная 20–40 диаметрам (а по некоторым исследованиям ещё большая), для формирования установившегося профиля скоростей [16]. Однако каналы центробежного насоса не имеют такой длины. Большая часть этих каналов характеризуется переменными сечениями, чаще всего увеличивающимися; некоторые из них неподвижны, а другие находятся во вращательном движении.

В своей работе по изучению центробежных насосов и влияния вязкой жидкости на рабочую характеристику насосов, Степанов А.И. утверждает, что распределение скоростей, потери напора (потери на трение и завихрения) и характер потока (ламинарный или турбулентный) не могут быть определены для криволинейного, расширяющегося и сужающегося потоков только на основании числа Рейнольдса.

На основании чисто теоретических заключений невозможно установить характеристику насоса, перекачивающего вязкий нефтепродукт, даже если известна характеристика его на воде. Из рассмотрения этого вопроса с помощью анализа размерностей видно. Что зависимость между напором и подачей, при постоянном числе оборотов является экспериментальной, причем каждому значению вязкости соответствует особая кривая Q-H.

Рассматривая законы подобия для лопастных насосов, необходимо отметить, что имеются различные точки зрения. Одни утверждают. Что законы подобия сохраняют силу при перекачивании жидкостей с любым значением вязкости, но с меньшей точностью, чем для воды (Степанов А.И., Ибатулов К.А.), другие — считают, что необходимо вводить поправочный коэффициент для того, чтобы избежать «значительных ошибок» (Караев М.А., Азизов А.Г., Рагимов А.М., Рзаева Г.Г.). Вообще центробежный насос в целом не просто труба и здесь нарушаются качественные и количественные показатели трубной гидравлики, например, в оценке критического числа Рейнольдса. Поэтому утверждение, приведённое в работе [17], что при равенстве чисел Рейнольдса условия динамического подобия в натуре и модели центробежного насоса соблюдаются, не может быть принято за основу.

Таким образом, говоря о том, что при постоянном числе оборотов и увеличении вязкости кривая Q-H снижается так, что коэффициент быстроходности на режиме максимального КПД остается постоянным. Согласно исследованиям, опубликованным в [18], вязкость жидкости меньше влияет на

уменьшение КПД лопастных насосов с высоким значением n_s и больше влияет на КПД лопастных насосов с низким значением n_s. Что подтверждает предположение о том, что для РК различного коэффициента быстроходности существует «своя» зависимость для определения пересчетных коэффициентов. Согласно проведенным испытаниям в данной работе выявлено, что большинство методов пересчета характеристик центробежного насоса с воды на более вязкую жидкость является приближенными, особенно при $Q < Q_{опт}$ или $Q > Q_{опт}$ и не могут считаться универсальными. Такого же мнения придерживаются и другие исследователи [18, 19, 20]. Хотя они считают, что коэффициент по напору Кн определяется при помощи номограммы (для $Q \geq 20$ м³/час, H = 4...200м), без использования числа *Re*, запись которого может осуществляться с применением различных геометрических величин центробежного насоса.

В свою очередь, Степанов утверждает, что при перекачивании воды можно пренебречь влиянием числа Рейнольдса, и законы подобия справедливы; при перекачивании вязких жидкостей число Рейнольдса является решающим фактором, и отклонения от динамического подобия всё более усиливаются по мере роста вязкости.

Необходимо отметить, что при перекачивании вязких нефтепродуктов потребляемая мощность насоса увеличивается на одну и ту же величину на широком диапазоне подач. Такое увеличение вызвано возрастанием потери на дисковое трение. Если бы можно было вычислить величину этой потери, то появилась бы возможность подсчета потребляемой мощности и КПД при перекачивании вязких жидкостей. В этом случае для определения значений параметров насоса потребовался бы только один (по методике Степанова) поправочный коэффициент — для напора. Однако точное вычисление потерь на дисковое трение и на трение в уплотнительных кольцах представляет значительные трудности, так как температура жидкости в зазорах колец и в полостях между дисками колеса и стенками корпуса может сильно отличаться от температуры перекачиваемой жидкости.

Таким образом, необходимо сделать вывод о том, что определение числа Рейнольдса является не универсальным и каждый автор производит определение по своему усмотрению.

Рассмотрим сечение на выходе рабочего колеса. В связи с тем, что $V_{отн.} = \frac{Q}{F} = \frac{Q}{a_2 \cdot b_2}$, где a_2 — ширина рассматриваемого сечения, b_2 — высота рассматриваемого сечения, Q — подача рабочего колеса в определенном режиме, F — площадь рассматриваемого сечения, характерный линейный размер — радиус заднего диска колеса r_2, то Рейнольдс будет равен:

$$Re = \frac{\rho V d}{\mu} = \frac{V d}{\gamma} = \frac{Q \cdot r_2}{a_2 \cdot b_2 \cdot \gamma} \qquad (2)$$

Как уже отмечалось выше, были проведены испытания рабочих ступеней ЭЦН (ЭЦН-5-30 из нирезиста и жидкокристаллического полимера).

По полученным в результате эксперимента характеристикам были определены коэффициенты пересчета основных рабочих показателей ступеней при их работе на вязких жидкостях.

Для этого брались значения в рабочих точках, соответствующих оптимальному режиму (максимальный КПД), а также точки с подачами, равными 0,75 и 1,25 от оптимальной подачи. Для этих точек определялись значения напора, мощности и КПД, после чего определялись пересчетные коэффициенты по каждому из рабочих параметров по формулам (3).

$$K_Q = \frac{Q_\gamma}{Q_в}; \quad K_H = \frac{H_\gamma}{H_в}; \quad K_\eta = \frac{\eta_\gamma}{\eta_в} \qquad (3)$$

Формулы для определения коэффициентов пересчета на вязкой жидкости по методике Ляпкова П.Д.:

$$K_Q = \frac{1}{1 + {}^{363}/_{Re_ц}};$$

$$K_H = 1 - 5{,}15 \cdot \left(\frac{{}^{Q_в}/_{Q_{в.опт}}}{Re_ц} \right)^{0{,}5}$$

$$K_\eta = \begin{cases} 0{,}183 \ln Re_ц - 0{,}859, \text{если } Re_ц < 4624; \\ \frac{1}{1 + 2123/Re_ц}, \text{если } Re_ц \geq 4624 \end{cases} \qquad (4)$$

Условия проведения испытаний

1. При испытаниях определяются величины давления в потоке жидкости на входе и выходе из сборки ступеней; расход модельной жидкости; момент на валу стенда. На основании этих величин строятся характеристики ступеней: H(Q), N(Q), n(Q);
2. Вязкость рабочей жидкости — 1, 3, 5, 7, 10, 12, 15, 20, 30, 50, 60, 80, 100 сСт;
3. Колебание вязкости рабочей жидкости — не более ± 2%;
4. Плотность рабочей жидкости №1 — около 1153 кг/м³ (погрешность — ± 5%);
5. Плотность рабочей жидкости №2 — около 1203 кг/м³ (погрешность — ± 5%);
6. Количество рабочих ступеней в сборке — 5 шт;
7. Модельная жидкость: техническая вода, глицерин с тосолом.
8. Испытываемые ступени, краткое обозначение:
   Нирезист 5–30 в «плавающей сборке» — Н1,
   Нирезист 5–30 в «пакетной сборке» — Н2,

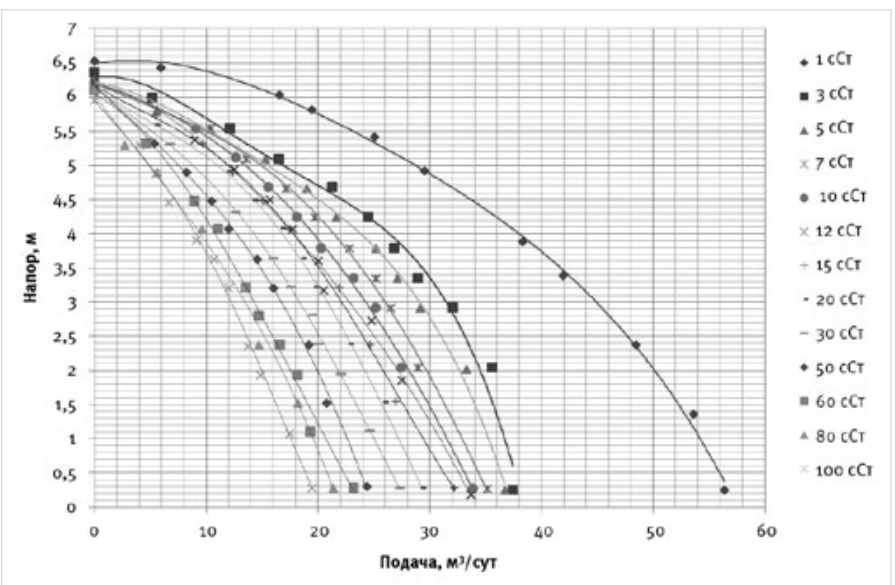


Рис. 1 — Напорно-расходная характеристика ступеней З1 при значении вязкости от 1сСт до 100 сСт

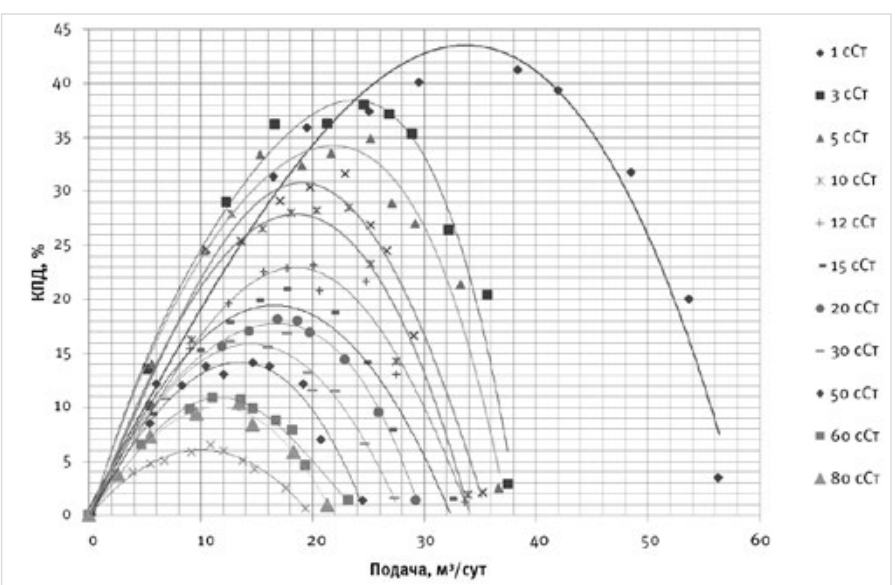


Рис. 2 — Зависимость КПД от подачи ступеней З1 при значении вязкости от 1сСт до 100 сСт

Зайтель 5–35

Вязкость	Ко,75Qv	KQv	К1,25Qv	Ко,75Hv	KHv	К1,25Hv	Ко,75ηv	Кηv	К1,25ηv
1 сСт	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
3 сСт	0,93910	0,94919	0,95590	0,96755	0,97052	0,97263	0,72503	0,76158	0,78753
5 сСт	0,90247	0,91809	0,92861	0,94619	0,95111	0,95462	0,61271	0,65713	0,68982
7 сСт	0,86858	0,88897	0,90282	0,93544	0,94135	0,94555	0,56526	0,57787	0,61368
10 сСт	0,82227	0,84859	0,86673	0,92463	0,93152	0,93643	0,49999	0,53509	0,56231
12 сСт	0,79404	0,82364	0,84422	0,91114	0,91926	0,92505	0,46663	0,50172	0,52895
15 сСт	0,75516	0,78886	0,81258	0,90540	0,91405	0,92021	0,42579	0,46089	0,48811
20 сСт	0,69818	0,73700	0,76480	0,89580	0,90533	0,91211	0,37314	0,40824	0,43547
30 сСт	0,60663	0,65134	0,68432	0,88721	0,89752	0,90487	0,29894	0,33404	0,36126
50 сСт	0,48059	0,5285	0,56535	0,86671	0,87889	0,88758	0,20546	0,24056	0,26778
60 сСт	0,43537	0,48296	0,52013	0,83776	0,85260	0,86316	0,17210	0,20720	0,23442
80 сСт	0,36641	0,41196	0,44840	0,82602	0,84193	0,85326	0,11945	0,15455	0,18177
100 сСт	0,31630	0,35916	0,39406	0,80352	0,82148	0,83428	0,07862	0,11371	0,14094

Табл. 4 — Поправочные коэффициенты ступеней, рассчитанные по формулам (4) из материала Зайтель
$K_{0,75Qv}$ — коэффициент пересчета для подачи при режиме 0,75Qv, где Qv — оптимальная подача; K_{Qv} — коэффициент пересчета для подачи при режиме Qv; $K_{1,25Qv}$ — коэффициент пересчета для подачи при режиме 1,25Qv; $K_{0,75Hv}$ — коэффициент пересчета для напора при режиме 0,75Qv; K_{Hv} — коэффициент пересчета для напора при режиме Qv; $K_{1,25Hv}$ — коэффициент пересчета для напора при режиме 1,25Qv; $K_{0,75}\eta_v$ — коэффициент пересчета для КПД при режиме 0,75Qv; $K\eta_v$ — коэффициент пересчета для КПД при режиме Qv; $K_{1,25}\eta_v$ — коэффициент пересчета для КПД при режиме 1,25Qv

Зайтель 5–35

Вязкость	Ко,75Qv	KQv	К1,25Qv	Ко,75Hv	KHv	К1,25Hv	Ко,75ηv	Кηv	К1,25ηv
1 сСт	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
3 сСт	0,66667	0,66667	0,66667	0,94951	1,01176	1,12795	0,90331	0,90780	0,89757
5 сСт	0,61111	0,61111	0,61111	0,94757	1,00235	1,12795	0,81425	0,80851	0,83019
7 сСт	0,52778	0,52778	0,52778	0,97476	1,03529	1,18519	0,71501	0,72813	0,76280
10 сСт	0,51389	0,51389	0,51389	0,96505	0,98353	1,08754	0,65394	0,65957	0,68464
12 сСт	0,50000	0,50000	0,50000	0,92233	0,92941	1,02694	0,52417	0,54374	0,57682
15 сСт	0,47222	0,47222	0,47222	0,94757	0,98118	1,07744	0,46565	0,45863	0,47709
20 сСт	0,45833	0,45833	0,45833	0,93204	0,95765	1,01010	0,41476	0,42080	0,44205
30 сСт	0,40278	0,40278	0,40278	0,91262	0,92471	1,02357	0,37659	0,37352	0,39623
50 сСт	0,37500	0,37500	0,37500	0,87379	0,89647	0,99663	0,33333	0,33570	0,35040
60 сСт	0,33333	0,33333	0,33333	0,86408	0,87529	0,94276	0,25700	0,24823	0,25876
80 сСт	0,31944	0,31944	0,31944	0,80583	0,82353	0,90909	0,23664	0,23641	0,25067
100 сСт	0,30556	0,30556	0,30556	0,81553	0,80000	0,82492	0,15013	0,14184	0,14016

Табл. 3 — Поправочные коэффициенты ступеней, рассчитанные по формулам (3) из материала Зайтель

Фортрон 5–35 в «пакетной сборке» — Ф1,
Зайтель 5–35 в «пакетной сборке» — З1.

Испытания проводились с замером рабочих показателей в 10 рабочих точках по подаче насосной сборки.

По полученным характеристикам были определены поправочные коэффициенты (коэффициенты изменения подачи, напора и КПД) при испытании по формулам (3) и при помощи формул, выведенными П.Д.Ляпковым (4). Полученные коэффициенты сведены в таблицы (3–4).

Авторы выражают признательность заведующему кафедрой «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина Ивановскому Владимиру Николаевичу за ценные советы при рассмотрении проблем, затронутых в данной статье. А также выражают большую благодарность заведующему кафедральной лабораторией Бабакину Игорю Юрьевичу и директору кафедрального полигона Заруцкому Юрию Васильевичу за помощь в проведении экспериментов на испытательном стенде.

Итоги

Анализируя полученные графики, можем заметить, что коэффициенты пересчета, полученные при эксперименте отличны от коэффициентов пересчета, полученных по формулам. Следовательно, для определения коэффициентов пересчета необходимо вывести новые формулы, имеющие зависимости от безразмерного числа Рейнольдса. Несоответствие коэффициентов пересчета можно объяснить изменением технологии изготовления проточных частей рабочих колес направляющих аппаратов (как изменение шероховатости поверхности, так и геометрии РК и НА). А также, расхождение между графиками K_Q, K_H, полученных экспериментально и рассчитанных по формулам, могли возникнуть вследствие того, что не был учтен переход из одного режима течения жидкости в другой. В связи с этим, возникает предположение о необходимости использования разных формул для определения K_Q, K_H, как это было сделано ранее для определения K_η.

Вполне возможно, что для достижения наименьшей погрешности в получении пересчетных коэффициентов, для каждой конструкции рабочего колеса (определяемого коэффициентом быстроходности и применяемым материалом) необходимо вывести другие формулы.

В рабочей области подач от $0,75Q_{опт}$ до $1,25Q_{опт}$, коэффициенты пересчета вычисляются с некоторой погрешностью, в связи с чем не всегда есть возможность определить коэффициенты

пересчета во всей рабочей зоне по известным формулам с приемлемой степенью точности.

Выводы

На основании экспериментальных данных получены формулы поправочных коэффициентов пересчета для подачи, напора и КПД. И в дальнейшем учтены пересчетные коэффициенты по новым формулам при подборе ЭЦН к скважине.

Список используемой литературы

1. Кожубаев А.Г. Не ждать милостей от недр // Нефть России. 2011. №3. С. 18—24.
2. Ященко И.Г. База данных физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей и информационно-вычислительная система нефтехимической геологии. // Газетно-журнальная информация. Серия «Техника, технология и экономика поисково-разведочных работ на нефть и газ. Нефтепромысловая геология». 2011. №10. С. 43—46.
3. Данилова Е. Тяжелые нефти России // Химический журнал. 2008. №12. С. 34—37.
4. Гарушев А.Р. О роли высоковязких нефтей и битумов как источнике углеводородов в будущем // Нефтяное хозяйство. 2009. №3. С. 65—67.
5. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т.5. №2. [Электронный ресурс]. http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2010.pdf (дата обращения 25.02.2013)
6. Алекперов В.Ю. Нефть новой России. Ситуация, проблемы, перспективы. М.: Древлехранилище, 2007. 688 с.
7. Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. 2005. №6. С. 36–40.
8. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. 2000. №3. С. 21—22.
9. Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. 1999. №1. С. 16—23.
10. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. 2005. №1. С. 53—59.
11. Запивалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. 2005. №6. С. 57—59.
12. Ляпков П.Д. О влиянии вязкой жидкости на характеристику погружных центробежных насосов // Труды ВНИИ. 1964. Выпуск XLI. С. 71—107.
13. Ибатулов К.А. Пересчет характеристик центробежных насосов с воды на нефть // Азнефтеиздат, 1952. 79 с.
14. Prandtl L. and Tietjens O.G. Applied Hydro- and Aeromechanics. New York: McGraw-Hill, 1934, pp. 43, 52, 53.
15. Ивановский В.Н., Пекин С.С., Янгулов П.Л. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов // Территория нефтегаз. 2012. №9. С. 49–55.
16. Степанов А.И. Центробежные и осевые насосы. Теория, конструирование и применение. М.: Машгиз, 1960. 464 с.
17. Ибатулов К.А. Гидравлические машины и механизмы в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1972. 286 с.
18. Караев М.А., Азизов А.Г., Рагимов А.М., Рзаева Г.Г. Работа центробежных насосов на вязких жидкостях. Баку: АГНА, 2005. 175 с.
19. Караев М.А., Меликов М.А., Мустафаева Г.А. О коэффициенте быстроходности центробежных насосов и пересчете их характеристики с воды на более вязкую жидкость // Известие высших технических учебных заведений Азербайджана. 2003. №6. С. 24—27.
20. Михайлов А.К., Малюшенко В.В. Лопастные насосы. М.: Машиностроение, 1977. 288 с.
21. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 167 с.
22. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. М.: Недра, 1974. 712 с.
23. Reynolds O. An experimental investigation of the circumstances which determine whether the motion of water shall be direct or sinuous, and of the law of resistance in parallel channels. Phil. Trans. Roy. Soc. 174, 1883, pp. 935–982.

The analysis of correction factors of recalculation characteristic of electrical submersible pump at influence viscosity of a prouced fluid

UDC 622.276.53; 621.671.2

Authors:
Sergey S. Pekin — ph.D., assistant head[1]; Pekinss@gmail.com
Pavel L. Yangulov — Post graduate student[1]; Yangulov_Pavel@mail.ru

[1]RSU of oil and gas named after I.M.Gubkin department "Machines and equipment of the oil and gas industry", Moscow, Russian Federation

Abstract

At present time the amount of light oil in our country decreases, and the share of more viscous and heavy oil from total amount of production becomes more and more. In this article influence of viscous liquid on performance of the electrical submersible pump (ESP) is considered. As at operation of the electrical ubmersible pumps operating staff know only the pump performance during the work on water, they should make recalculation of pump performance taking into account conditions at which the pump will work. Comparison of the recalculating factors received experimentally and theoretically by a methodology of P.D.Lyapkov which is taken as a basis at many companies of oil industry.

Materials and methods

Methodology of definition of correction factors of recalculation for delivery, head and efficiency of the electrical submersible pump at its work on viscous liquid is using. Tests of pump stages of ESP 5–30 and 5–35 had carried out.

Results

Analyzing the received schedules, we can notice that the factors of recalculation received at experiment are distinct from the factors of recalculation received on formulas. Therefore, for definition of factors of recalculation it is necessary to deduce the new formulas having dependences on dimensionless number of Reynolds. It is possible to explain discrepancy of factors of recalculation by change of manufacturing techniques of flowing parts of impellers and diffusers (both change of a roughness of a surface, and geometry of impellers and diffusers). And also, a divergence between schedules of KQ, KH received experimentally and calculated on formulas, could arise because transition of one regime liquid current to the other (presumptively transition from ‘conditionally turbulent regime’ to ‘conditionally laminar regime’) wasn't considered. In this regard, there is an assumption of need to use of different formulas for definition of KQ, KH as it was made earlier for Kn definition.

It is quite possible that for achievement of the smallest error in receiving recalculating factors, for each design of the impeller (defined by factor of rapidity) it is necessary to deduce other formulas.

In operating range from 0,75 Q_{opt} to 1,25 Q_{opt}, factors of recalculation are calculated with some error in this connection not always there is a possibility to define factors of recalculation in all operating range on known formulas with acceptable degree of accuracy.

Conclusions

On the basis of experimental data formulas of correction factors of recalculation for delivery, head and efficiency are received. And further recalculating factors on new formulas are considered at ESP selection to a well.

Keywords

electrical submersible pump, pump performance, correction factors of recalculation, viscosity influence, Reynolds's number

References

1. Kozhubaev A.G. *Nezhdat' milostey ot nedr* [Do not wait for favors from the subsoil]. *Neft Rossii*, 2011, issue 3, pp. 18–24.
2. Yashchenko I.G. *Baza dannykh fiziko-khimicheskikh svoystv trudnoizvlekaemykh neftey i informatsionno-vychislitel'naya sistema neftekhimicheskoy geologii* [Database of physical and chemical properties difficult oils and information system of petrochemical geology]. *Gazetno-zhurnal'naya informatsiya. Seriya «Tekhnika, tekhnologiya i ekonomika poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz. Neftepromyslovaya geologiya»*, 2011, issue 10, pp. 43–46.
3. Danilova E. *Tyazhelye nefti Rossii* [Heavy Oils of Russia]. *Khimicheskiy zhurnal*, 2008, issue 12, pp. 34–37.
4. Garushev A.R. *O roli vysokovyazkikh neftey i bitumov kak istochnike uglevodorodov v budushchem* [The role of high oil and bitumen as a hydrocarbon sourse in the future]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2009, issue 3, pp. 65–67.
5. Makarevich V.N., Iskritskaya N.I., Bogoslovskiy S.A. *Resursnyy potentsial tyazhelykh neftey Rossiyskoy Federatsii: perspektivy osvoeniya* [Resource potential of heavy oils of the Russian Federation: prospects of development]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, Vol. 5, issue 2. Available at: www.ngtp.ru/rub/6/29_2010.pdf
6. Alekperov V.Yu. *Neft' novoy Rossii. Situatsiya, problemy, perspektivy* [Oil is the new Russia. The situation, problems and perspectives]. Moscow.: *Drevlekhranilishche*, 2007, 688 p.
7. Maksutov R., Orlov G., Osipov A. *Osvoenie zapasov vysokovyazkikh neftey v Rossii* [Mastering high–viscosity oil reserves in Russia]. *Tekhnologii TEK*, 2005, issue 6, pp. 36–40.
8. Naz'ev V. *Ostatochnye, no ne vtorostepennye* [Residual, but not secondary]. *Neftegazovaya vertikal*, 2000, issue 3, pp. 21–22.
9. Antoniadi D.G., Valuyskiy A.A., Garushev A.R. *Sostoyanie dobychi nefti metodami povysheniya nefteizvlecheniya v obshchem ob'eme mirovoy dobychi* [The state oil production techniques to enhance oil recovery in the total world production]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 1999, issue 1, pp. 16–23.
10. Gavrilov V.P. *Kontseptsiya prodleniya «neftyanoy ery» Rossii* [The concept of extending the oil era of Russia]. *Geologiya nefti i gaza*, 2005, issue 1, pp. 53–59.
11. Zapivalov N.P. *Geologo–tekhnologicheskie osobennosti osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov* [Geological and technological features of the development of hard–to–reserves]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2005, issue 6, pp. 57–59.
12. Lyapkov P.D. *O vliyanii vyazkoy zhidkosti na kharakteristiku pogruzhnykh tsentrobezhnykh nasosov* [About influence of viscous liquid on the characteristic of submersible centrifugal pumps]. *Trudy VNII*, 1964, issue XLI, pp. 71–107.
13. Ibatulov K.A. *Pereschet kharakteristik tsentrobezhnykh nasosov s vody na neft'* [Recalculation of characteristics of centrifugal pumps from water on oil]. *Aznefteizdat*, 1952, 79 p.
14. Prandtl L. and Tietjens O.G. Applied Hydro- and Aeromechanics. New York: McGraw-Hill, 1934, pp. 43, 52, 53.
15. Ivanovskiy. V.N., Pekin S.S., Yangulov P.L. *Vliyanie vyazkoy zhidkosti na rabochuyu kharakteristiku pogruzhnykh elektrotsentrobezhnykh nasosov* [Influence of viscous liquid on performance of electrical submersible pumps]. *Territoriya Neftegaz*, 2012, issue 9, pp. 49–55.
16. Stepanov A.I. *Tsentrobezhnye i osevye nasosy. Teoriya, konstruirovanie i primenenie* [Centrifugal and axial pumps. Theory, designing and application]. Moscow: *Mashgiz*, 1960, 464 p.
17. Ibatulov K.A. *Gidravlicheskie mashiny i mekhanizmy v neftyanoy promyshlennosti* [Hydraulic machines and mechanisms in oil industry]. Moscow: *Nedra*, 1972, 286 p.
18. Karaev M.A., Azizov A.G., Ragimov A.M., Rzaeva G.G. *Rabota tsentrobezhnykh nasosov na vyazkikh zhidkostyakh* [Operation of centrifugal pumps on viscous liquids]. Baku: *AGNA*, 2005, 175 p.
19. Karaev M.A., Melikov M.A., Mustafaeva G.A. *O koeffitsiente bystrokhodnosti tsentrobezhnykh nasosov i pereschete ikh kharakteristiki s vody na bolee vyazkuyu zhidkost.* [About factor of rapidity of centrifugal pumps and recalculation of their characteristic from water on more viscous liquid]. *Izvestie vysshikh tekhnicheskikh uchebnykh zavedeniy Azerbaydzhana,* 2003, issue 6, pp. 24–27.
20. Mikhaylov A.K., Malyushenko V.V. *Lopastnye nasosy* [Blade pumps]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1977, 288 p.
21. Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M. *Anomal'nye nefti* [Abnormal oil]. Moscow: *Nedra*, 1975, 167 p.
22. Shlikhting G. *Teoriya pogranichnogo sloya* [Interface theory]. Moscow: *Nedra*, 1974, 712 p.
23. Reynolds O. An experimental investigation of the circumstances which determine whether the motion of water shall be direct or sinuous, and of the law of resistance in parallel channels. Phil. Trans. Roy. Soc. 174, 1883, pp. 935–982.

УДК 622.276 + 550.3

Технология добычи высоковязкой нефти с использованием долговременного акустического воздействия

П.Н. Гуляев
начальник отдела новых технологий[1]
pgulyaev@pitc.ru

Е.В. Соснина
инженер-геофизик отдела новых технологий[1]
esosnina@pitc.pnsh.ru

[1]ООО «ПИТЦ «Геофизика», Пермь, Россия

Долговременное Акустическое Воздействие (ДАВ) в интервале перфорации позволяет с минимальными затратами и ущербом для подземной формации добиться восстановления фильтрационных свойств продуктивного пласта. Продолжительность работы ДАВ в течение всего межремонтного периода работы скважины. Работоспособность, надежность и эффективность этой технологии подтверждены результатами опытно-промышленных работ в низкодебитных скважинах Шумовского месторождения высоковязкой нефти – кратно увеличивается добыча нефти за счет предотвращения ухудшения проницаемости призабойной и удаленной зон пласта, увеличения безремонтной эксплуатации скважины до трех лет.

Материалы и методы
Долговременное акустическое воздействие.

Ключевые слова
добыча высоковязкой нефти, долговременное акустическое воздействие, ДАВ

Использование физических методов в целях повышения нефтеотдачи добывающих и приемистости нагнетательных скважин является одним из наиболее перспективных направлений промысловой геофизики. Несмотря на постоянно увеличивающееся количество скважин, нуждающихся в проведении специальных мероприятий по восстановлению дебита, можно сказать, что акустическое воздействие (АВ), как один из методов интенсификации работы пластов, востребовано далеко не в полной мере. Подобное осторожное отношение к методу со стороны добывающих организаций вызвано, прежде всего, невозможностью прогнозирования количественного эффекта, а иногда и успешности стимулирования. Таким образом, изучение процессов происходящих при АВ, получение численных оценок и преломление их на экспериментально полученные данные должно, в конечном итоге, очертить границы применимости метода, его преимущества и перспективы использования [8].

Физической основой метода акустического воздействия (АВ) является, многократно доказанная в теоретических публикациях и лабораторных работах, способность порозаполняющего флюида менять свои физико-химические свойства в акустическом поле [4]. Под действием акустического поля происходит расщепление на молекулярном уровне тяжелых фракций углеводородов на более легкие, уменьшение вязкости и увеличение подвижности флюида, разрушение коллоидно-дисперсных кольматирующих структур, устранение капиллярных и граничных скин-эффектов [2, 3, 6]. Рисунок 1 иллюстрирует вынос частиц кольматирующего материала после акустического разрушения пространственной сетки на реальной скважине.

Метод АВ не только экологически чист, но и не имеет альтернативы как профилактический метод с целью увеличения срока службы скважин. Для сохранения исходных фильтрационных свойств призабойной зоны пласта нефтяники применяют различные способы ее очистки, при этом предпочтение отдается методам, которые используют химические реагенты. Метод акустического воздействия на околоскважинное пространство позволяет с минимальными затратами и ущербом для подземной формации добиться восстановления фильтрационных свойств продуктивного пласта, и, поэтому, он имеет несомненные преимущества перед другими методами интенсификации добычи нефти. Результаты гидродинамических исследований, проведенные до и после акустического воздействия, показали, что коэффициент продуктивности увеличивается на 80–300%, проницаемость призабойной зоны возрастает на 80–130%, а проницаемость удаленной зоны пласта на 40–160%, время последействия оценивается от 4 до 18 месяцев [9].

В настоящее время метод акустического воздействия используется, в основном, как метод очистки призабойной зоны пласта одиночной обрабатываемой скважины с продолжительностью АВ не более 24 часов. Сформировавшаяся однобокая тенденция применения акустического воздействия с целью интенсификации только на низкодебитных скважинах, в силу незначительных конечных приростов, не позволяет делать выводы относительно его целесообразности, хотя именно на низкодебитных скважинах нередко отмечается двукратное и более увеличение дебитов после АВ. Работы по АВ, как правило, совмещаются с каким-либо технологическим процессом (ремонт, перфорация, химическая обработка и т. д.), что всегда вызывает затруднение в разделении вклада того или иного процесса в окончательный эффект. Кроме этого, неоправданное ограничение по длительности воздействия, несвоевременное удаление разрушенных кольматационных структур, нарушения технологии подбора жидкостей глушения после АВ дополнительно приводят к принижению эффективности метода. Все вышеперечисленное приводит к скептицизму производственных специалистов

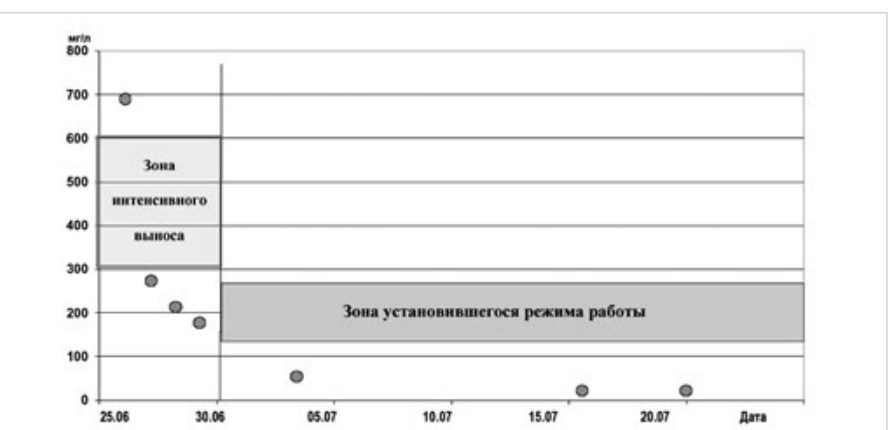


Рис. 1 — Процесс выноса кольматирующего материала после АВ

нефтедобывающих предприятий к этому методу.

В ООО «Пермский инженерно-технический центр «Геофизика» (ООО «ПИТЦ «Геофизика») метод акустического воздействия изначально рассматривался как альтернатива традиционным «вещественным» методам интенсификации нефтедобычи, главным образом кислотным обработкам.

Предпосылками для проведения опытно-производственных работ по Долговременному Акустическому Воздействию, предполагающему непрерывную работу акустического излучателя в перфорированном продуктивном интервале скважины весь межремонтный период, явились результаты работ по АВ, проводившихся в период конец 90-х — начало 2000-х гг. в Пермском Прикамье. Остановимся ненадолго на основных этапах и результатах работ по АВ в тот период времени.

В Пермском Прикамье эффективность акустического воздействия на породы-коллектора и нефти изучена в широком диапазоне изменения их свойств и при различных параметрах акустического поля на примере семи моделей реальных продуктивных отложений Уньвинского, Павловского, Пихтовского, Юрчукского и Ольховского месторождений.

Анализ результатов показал, что независимо от коллекторских свойств пород и вязкости нефтей АВ всегда способствует увеличению значений достигнутых коэффициентов вытеснения на 3,3/4,9–11,2/18,2% (абсолютные/относительные %). Непосредственные измерения фазовой проницаемости по нефти после АВ, проведенные на двух моделях Уньвинского месторождения показали, что даже при 10 минутном воздействии интенсивностью 2,6 Вт/см² повышается проницаемость по нефти на 17%, а после 15 минут воздействия с интенсивностью 2,8 Вт/см² — до 40 %. Однако, продолжительность акустического воздействия на указанных месторождениях не превышала нескольких часов (количество циклов было от двух до пяти, время воздействия — от одного до трех часов). Источником акустической энергии (месторождения Уньвинское, Павловское, Пихтовское, Юрчукское) служил магнитострикционный излучатель с частотой 23 кГц и максимально достигнутой интенсивностью 20.0 Вт/см².

На Ольховском месторождении акустическое воздействие применялось с целью увеличения дебитов нефти. Источником акустической энергии служил магнитострикционный излучатель с частотой 8 МГц и интенсивностью 1 Вт/см². АВ проводилось по технологии одновременного создания воздействия на пласт методом свабирования (было проведено три цикла воздействия, общим временем около 40 часов). Эффект от АВ проявился на обеих скважинах, но продержался всего две недели, после чего скважины вышли на прежний режим добычи нефти. Зафиксированная низкая продуктивность скважин, скорее всего, связана со слабыми потенциальными возможностями пластов, а не с кольматацией призабойной зоны.

По результатам выше описанных работ были сделаны следующие выводы:

1. Подбор скважин для проведения АВ, чтобы не дискредитировать сам метод, следует проводить с учетом самых свежих данных гидродинамических исследований (ГДИ), если таковые отсутствуют, необходимо их провести.
2. Проводить АВ целесообразно только в скважинах, не утративших своих потенциальных возможностей, а снизивших продуктивность за счет кольматации призабойной зоны в процессе эксплуатации (определяется по результатам ГДИ).
3. Не выявлено явной зависимости эффективности АВ от рабочей частоты (десятки кГц или единицы МГц) и мощности (единицы или десятки Вт/см²) скважинных акустических излучателей.
4. Эффективность АВ, в скважине на депрессии выше, чем АВ в скважине, заполненной жидкостью до статического уровня, т.е. эффективность акустического воздействия кратно повышается при создании условий для выноса кольматанта из ПЗП.
5. Самый основной вывод: во время АВ дебит скважины, потенциально не утратившей своих возможностей, всегда повышается, а по окончании постепенно сходит «на нет».

На основании этих выводов, ООО «ПИТЦ «Геофизика» вышло на ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с обоснованием перспективности добычи нефти скважиной, интервал перфорации которой подвергается постоянному акустическому воздействию, и предложением предоставить комплект аппаратуры для Долговременного Акустического Воздействия (ДАВ), оказать сервисные услуги по запуску его в работу и поддержании наземных частей комплекта в рабочем состоянии весь межремонтный период работы скважины.

Путем более чем трехгодичных переговоров, переписки и совместных технических совещаний стороны, в конце концов, пришли к соглашению, по которому ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предоставляет скважину для Долговременного Акустического Воздействия, а ООО «ПИТЦ «Геофизика» обязуется безвозмездно воплотить в жизнь свои предложения.

Таким образом, с декабря 2006 года были начаты опытно-промышленные работы по Долговременному Акустическому Воздействию на одной из скважин №XX Шумовского месторождения.

Краткая характеристика Шумовского месторождения. Нефтеносность Шумовского месторождения связана с карбонатными породами, залегающими на глубине 550 м. Особенностью разработки сакмарской залежи являются низкие коллекторские свойства, высокая анизотропия пластов и высокая вязкость нефти. Пористость нефтенасыщенных известняков изменяется от 7 до 19%. Проницаемость низкая. Дебиты безводной нефти изменяются от 0.6 до 5.46 т/сут. Нефть имеет плотность 0,913г/см³ динамическую вязкость (пластовая нефть) 63.0 мПа*с и содержит 3,2% серы. Газонасыщенность нефти 3.5 м³/т.

Скважина №XX, предоставленная для опытно-промышленных работ, была введена в эксплуатацию в июле 1990 года. После проведения цикла соляно-кислотных обработок (СКО) при освоении, скважина заработала со средним дебитом по нефти ~4 т/сут с нулевой обводненностью. Начиная с ноября 1991 года, появилась обводненность продукции до 8%, а с июня 1992 года произошло резкое падение дебита до 0.4 м³/т. В период с 1994 по 2000 года скважина, периодически простаивая, работала с дебитом по нефти, не превышающим 1.0 м³/т, а обводненность к апрелю 2002 года поднялась до 35%. С мая 2002 года по декабрь 2006 года скважина находилась в простое.

В конце декабря 2006 года скважину подвергли комплексной обработке и после проведения свабирования, получена нефть плотностью 0.9 г/см³. Далее, одновременно со сменой насоса, был спущен прибор АВ по технологии «спуска прибора под насос» [7]. В январе 2007 года выполнен пробный запуск прибора АВ на 8 часов, а в феврале 2007 года прибор АВ был запущен в постоянном автоматическом режиме. Прибор проработал полтора года, средний дебет нефти во время работы прибора составил 1.86 т/сут, обводненность уменьшилась с 33% до 28%.

Следующее полтора года скважина работала в обычном режиме, не подвергаясь никакому стороннему воздействию. Средний дебит нефти за данный период составил 1.6 т/сут, обводненность равнялась 29.5%.

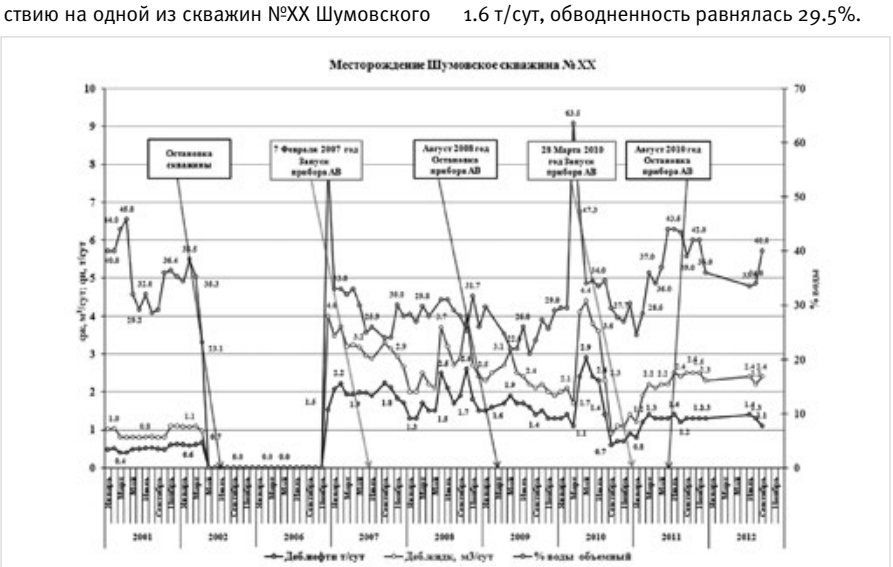


Рис. 2 — Графики работы скважины №XX Шумовского месторождения до-, во время- и после- ДАВ

Дата	04.1993	02.2002	02.2007	07.2007	05.2008	08.2008	02.2009	03.2010	07.2010	08.2010
Ндин, м	480	634	Запуск прибора АВ	562	520	Остановка прибора АВ	519	Запуск прибора АВ	517	Остановка прибора АВ
Ндин, м	420	319		250	387		528		480	
Давление насыщения, МПа	4	4		4	4		4		3.9	
Давление пластовое, МПа	4.79	2.77		3.625	2.571		2.495		1.348	
Давление забойное, МПа	4.49	0.008		1.329	1.503		1.492		0.873	
Давление затр, атм/МПа (до исследования)				1.23	1.03		1.01		0.37	
Давление затр, атм/МПа (после исследования)		0.13		0.22	0.83		2.1		0.46	
Кпрод по жидкости, м³ (сут*МПа)	2.26	0.379		1.35	2.25		2.19		9.47	
% воды	0.5	39		26	28		31		30	
Дебит жидкости, м³/сут	0.67	1.07		3.1	2.4		2.2		4.5	
Дебит нефти, т/сут	0.47	0.58		2.3	1.7		1.5		2.9	
Гидропроводность ПЗП, мкм²*см/МПа*с		0.785		1.959	3.257					
Проницаемость ПЗП, мкм²		0.023		0.1227	0.163					

Таб. 1 — Данные гидродинамических исследований в скважине №XX Шумовского месторождения

Результатами проведенных работ в скважине №XX, стал положительный эффект от технологии ДАВ выразившийся в более чем трёхкратном увеличении дебита нефти и снизившейся обводненностью на 17%, благодаря этому было принято решение в 2010 году продолжить дальнейшие работы по данной технологии в этой же скважине №XX и в скважине №XY.

В конце марта 2010 года в скважину №XX был спущен прибор АВ. Средние показатели добычи, во время работы прибора: обводненность 43%, дебит нефти 2.4 т/сут. С августа 2010 года скважина работает в обычном режиме, со средними показателями: обводненность 36–40%, дебит нефти 1.1–1.3 т/сут.

Скважина № XY Шумовского месторождения введена в эксплуатацию в январе 1994г. С введения в эксплуатацию скважина восемь месяцев проработала со средним дебитом по нефти 6.4 т/сут с обводненностью 2%, далее дебит нефти резко упал до 0.5 т/сут и постепенно снижался в течение трех лет. К июлю 1997 года дебит нефти равнялся 0.12 т/сут, обводненность была равна нулю. С августа 1997 года скважина находилась в простое, периодически включаясь в эксплуатацию со средним дебитом по нефти 0.44 т/сут. С июня 2002 года скважина находилась в консервации.

В феврале 2010 года был произведен спуск прибора АВ, с плановой продолжительностью акустического воздействия один год. Средние показатели работы скважины в этот период: обводненность 32%, дебит нефти 3.5 т/сут. В феврале 2013 года на скважине №XY Шумовского месторождения проводились работы КРС по «спуску прибора ДАВ под насос».

Опытно-методические работы по эксплуатации скважин №№ XX и XY Шумовского месторождения в режиме Долговременного Акустического Воздействия на продуктивный пласт показали высокую эффективность метода.

Реакция пласта на акустическое воздействие проявилась практически сразу после начала работ. Эффект от ДАВ в скважине №XX выразился в увеличении дебита нефти более чем на 350%, с последующим последействием от технологии ДАВ равным 19 месяцев. Период, когда скважина уже воздействию не подвергается, т.к. скваженный прибор ДАВ выработал свой гарантированный годовой ресурс непрерывной работы. Повторное проведение технологии ДАВ в скважине №XX ознаменовалось еще большими увеличениями дебита нефти, чем при первом проведении, на 150%. Суммарный же эффект на данный момент, от дебитов «до и после» проведения технологии ДАВ, является равным более чем на 500%. А в скважине № XY эффект от технологии ДАВ, выразился в увеличении дебита нефти более чем на 800%. На рисунке 2 приведены графики работы скважины №XX в период с января 2001 года по сентябрь 2012 года. В таблице 1 приведены данные ГДИ в скважине №XX.

Таким образом, можно констатировать, что опытно-промышленные работы показали достаточно высокую эффективность применения технологии ДАВ, за все время проведения технологии удалось дополнительно добыть более XXXXт.* нефти.

Очевидна заинтересованность нефтедобывающих предприятий в разработке и использовании подобных технологий, позволяющих повысить нефтеотдачу продуктивных пластов без применения трудоемких и дорогостоящих вещественных методов. Это такие преимущества «полевого» геофизического воздействия на геосреду перед традиционными вещественными, как:

- Безреагентность — отсутствие надобности в дорогостоящих химических веществах.
- Избирательность — избирательность воздействия на различные фазы многофазной среды.
- Управляемость — оперативная контролируемость времени и интенсивности воздействия, скорости процесса и т.д. на основе обратной связи.
- Технологичность — безмашинность, малооперационность, возможность полной автоматизации.
- Легкость — гибкость, мобильность и «ювелирность» технологии.
- Тонкость — возможность воздействия на молекулярном уровне.
- Экологичность — бездефектность (обратимость последствия) для геологической среды, малая деструктивность для окружающей среды, комфортность производства.
- Экономичность — как правило, меньшая стоимость и трудозатратность [5].

Для технологии ДАВ необходимо оборудование, принципиально отличающиеся от распространенных комплексов АВ, предназначенных только для разовых обработок скважины (ОПЗ) с обязательным привлечем геофизической партии. В 2012 году был зарегистрирован Патент «Способ Акустического воздействия на нефтяной пласт и устройство для его осуществления». Авторы: Жуланов И.Н., Савин Е.В., Гуляев П.Н.

Изобретение относится к нефтепромысловому оборудованию для интенсификации или восстановления добычи нефти с помощью звукового и ультразвукового воздействия на нефтяной пласт. Используется для обработки как прискважинной зоны, так и

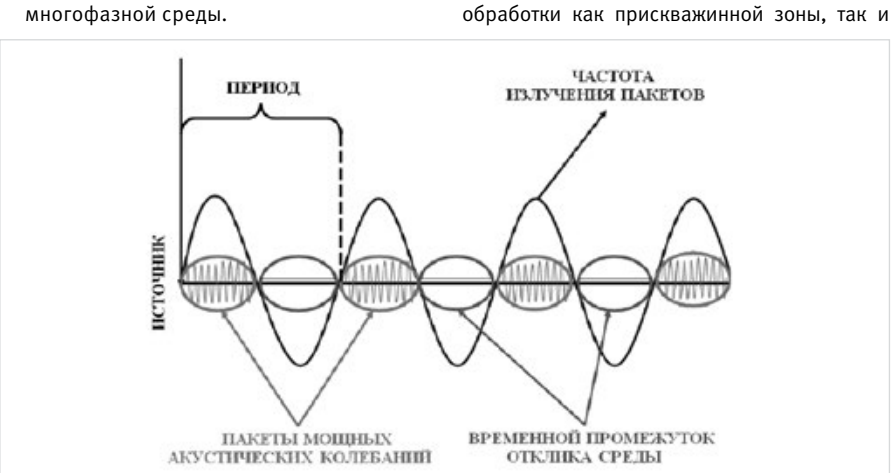


Рис. 3 — Комбинированное (низко- и высокочастотное) акустическое воздействие

** — значение удолено из текста статьи по требованию Заказчика.*

существенно удаленной от скважины части продуктивного пласта. Предлагаемый способ — разночастотное импульсное воздействие.

Сущность изобретения: воздействуют на обрабатываемый пласт акустическими колебаниями, полученными комбинацией двух разночастотных колебаний, в том числе, либо сверхнизких (25 Гц) и звуковых (из диапазона 5–12кГц), либо сверхнизких (50 Гц) и ультразвуковых (из диапазона 15–25 кГц) колебаний. Пульсирующее акустическое поле в зависимости от выбора содержит как сверхнизкочастотные (25 или 50 Гц), так и высокочастотные (например, 8 или 20 кГц) колебания. За счет низкочастотных составляющих обеспечивается значительная дальность воздействия, а за счет ВЧ-составляющих — эффективное разрушающее воздействие на молекулярные связи, препятствующие продвижению нефти к скважине [10]. Только созданные на основе данного изобретения аппаратурные комплексы АВ обладают кратно большим рабочим ресурсом и могут быть использованы для технологии ДАВ.

Представленный в статье материал подтверждает, что технология «Технология добычи высоковязкой нефти с использованием Долговременного Акустического Воздействия (ДАВ)» является современной, перспективной, высокоэффективной. Она может применяться в широком диапазоне геолого-технологических условий промысловых объектов. Данная технология бездефектна для пласта и скважины и экологически чиста. В отличие от разового АВ, обладает длительным (до 1 года и более) и существенным эффектом.

Работоспособность, надежность и эффективность технологии ДАВ доказана проведенными опытно-промышленными работами в низкодебитных скважинах Шумовского месторождения. Все работы, проведенные на данный момент по технологии ДАВ, оказались успешными с эффективностью не менее 350% по нефти. Последействие применения технологии в скважине № XX, продолжалось более полутора лет.

В настоящее время на территории Пермского края в производственном режиме ведутся работы по технологии ДАВ на 6 скважинах Шумовского месторождения и в режиме трехлетней Программы опытно-промышленных работ на Этышском месторождении (2 скважины). Используется аппаратура КарСар Пласт — комплексное оборудование, имеющее возможность совмещения с аппаратурой теплового воздействия (ТЭН, термохимическим, индукционным нагревателями и т.д.). Планируется создание управляемого аппаратурного комплекса, позволяющего регистрировать геофизические параметры и передавать их центр управления (удаленный мониторинг).

Анализируя проведенные исследования, можно сделать следующий вывод: своевременное проведение технологии ДАВ на месторождениях со сложными геолого-физическими условиями позволит существенно отдалить снижение проницаемости коллекторов в процессе их эксплуатации и увеличить нефтеотдачу повысив, тем самым, рентабельность разработки нефтяных месторождений.

Итоги

Ведущиеся более 5 лет опытно-промышленные работы на территории Пермского края позволили создать серийно выпускаемый аппаратный комплекс ДАВ-2007, по сути являющийся частью глубинного насосного оборудования. Отработать технологию Долговременного Акустического Воздействия для добычи высоковязкой нефти. Подтверждена работоспособность, надежность и эффективность данной технологии. Работы оказались успешными с эффективностью не менее 350% по нефти. Работы продолжаются на скважинах Шумовского и Этышского месторождений.

Выводы

Опыт работ по Долговременному Акустическому Воздействию в Пермском крае доказал перспективность применения данной технологии при добыче высоковязкой нефти.

Закончить статью хочется словами И. Шиллера «Утраченную минуту не может вернуть даже сама вечность».

Список используемой литературы

1. Гуляев П.Н., Петухова Е.П. Долговременное Акустическое Воздействие для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Oil&Gas Journal Russia. 2010. С. 33–36.
2. Дрягин В.В. Исследование динамики вызванной акустической эмиссии для оценки характера насыщенности коллектора // Каротажник. 2002. №98. С. 25–32.
3. Дрягин В.В., Кузнецов О.Л. Технология обнаружения и извлечения углеводородов на основе их реакции на волновое воздействие // Технологии ТЭК. 2003. № 5. С. 35–38.
4. Дрягин В.В., Кузнецов О.Л., Стародубцев А.А., Рок В.Е. Поиск углеводородов на основе исследования, вызванного сейсмоакустической эмиссии в скважинах // Акустический журнал. 2005. том 51 (приложение). С. 66–73.
5. Зыков В.А. Техногеофизика: феноменологический анализ, принципы, контуры экспериментально-теоретических оснований и новых технологий. Екатеринбург: Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей, 1999. С. 97–100.
6. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтяные пласты. М.: Мир, 2001. 260 с.
7. Лагойда Д.В., Попов С.В., Савич А.Д., Шумилов А.В. Исследование добывающих скважин по технологии предварительного спуска геофизических приборов под глубинный насос // Горное эхо. 2005. №2. Режим доступа: http://www.mi-perm.ru/ge2-05/ge2-05-13.htm
8. Максимов А.Г., Радченко А.В. Моделирование интенсификации нефтедобычи при акустическом воздействии на пласт из скважины // Техническая акустика. 2003. №10. Режим доступа: http://ejta.org/ru/maksimov1
9. Митрофанов В.П., Дзюбенко А.И., Нечаева Н.Ю., Дрягин В.В. Результаты промысловых испытаний акустического воздействия на призабойную зону пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1998. №10. С. 36–41.
10. Патент №2456442. Способ акустического воздействия на нефтяной пласт и устройство для его осуществления, приоритет от 29.03.2010, кл. E 21 B 43/25, 28/00.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

High viscosity oil production technology with long-term effects of sound

UDC 622.276 + 550.3

Authors:
Pavel N. Gulyaev — head of innovative technologies[1]; pgulyaev@pitc.ru
Elena V. Sosnina — geophysicist of department of innovative technologies[1]; esosnina@pitc.pnsh.ru

[1]PITC Geofizika, Perm, Russian Federation

Abstract

The long-term impact of acoustic (LIA) on the borehole space allows with minimal cost and disruption to the underground formation to restore flow properties of the reservoir. Duration of the LIA during the overhaul period of the well. Performance, reliability and efficiency of the technology supported by the results of pilot projects in low debit wells Shumovskoe heavy oil deposits - fold increase oil flow rates, significantly increasing fluid conductivity and remote areas of formation, reduced water content, time-effect up to 1.5 years.

Materials and methods

The long-term impact of acoustic.

Results

Ongoing for over 5 years pilot operations in the Perm region allowed to create and develop technology Long term acoustic action. Confirmed by the performance, reliability and efficiency of the technology. The works have been successful with the efficiency of not less than 350% for oil. Work continues on the wells Shumovskoe and Etyshskoe deposits.

Conclusions

Experience working on the long-acoustic effect in the Perm region showed promising application of this technology in the extraction of heavy oil.

Keywords

production of heavy oil, long-term acoustic impact, LIA

References

1. Gulyaev P.N., Petukhova E.P. *Dolgovremennoe Akusticheskoe Vozdeystvie dlya intensifikatsii dobychi vysokovyazkoy nefti* [The long-term impact of acoustic for enhanced recovery of heavy oil]. *Oil&Gas Journal Russia*, 2010, pp. 33–36.
2. Dryagin V.V. *Issledovanie dinamiki vyzvannoy akusticheskoy emissii dlya otsenki kharaktera nasyshchennosti kollektora* [Study of the dynamics caused by the acoustic emission to assess the nature reservoir saturation]. *Karotazhnik*, 2002, issue 98, pp. 25–32.
3. Dryagin V.V., Kuznetsov O.L. *Tekhnologiya obnaruzheniya i izvlecheniya uglevodorodov na osnove ikh reaktsii na volnovoe vozdeystvie* [Detection technology and extraction of hydrocarbons on the basis of their reaction to the wave action]. *Tekhnologii TEK*, 2003, issue 5, pp. 35–38.
4. Dryagin V.V., Kuznetsov O.L., Starodubtsev A.A., Rok V.E. *Poisk uglevodorodov na osnove issledovaniya, vyzvannogo seysmoakusticheskoy emissii v skvazhinakh* [Search based on a study of hydrocarbons caused by seismic acoustic emission in wells]. *Akusticheskiy zhurnal*, 2005, Vol. 51 (application), pp. 66–73.
5. Zykov V.A. *Tekhnogeofizika: fenomenologicheskiy analiz, printsipy, kontury eksperimental'no-teoreticheskikh osnovaniy i novykh tekhnologiy* [Tehnogeofizika: phenomenological analysis, principles, outlines the experimental-theoretical foundations and new technologies]. Ekaterinburg: Voprosy teorii i praktiki geologicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh, magnitnykh i elektricheskikh poley, 1999, pp. 97–100.
6. Kuznetsov O.L., Simkin E.M., Chilingar G. *Fizicheskie osnovy vibratsionnogo i akusticheskogo vozdeystviya na neftyanye plasty* [Physical basis of the vibration and acoustic impact on the oil reservoir]. Moscow: *Mir*, 2001, 260 p.
7. Lagoyda D.V., Popov S.V., Savich A.D., Shumilov A.V. *Issledovanie dobyvayushchikh skvazhin po tekhnologii predvaritel'nogo spuska geofizicheskikh priborov pod glubinnyy nasos* [The study on the technology of producing wells prior descent geophysical instruments for well pump]. *Gornoe echo*, 2005, issue 2. Available at: http://www.mi-perm.ru/ge2-05/ge2-05-13.htm
8. Maksimov A.G., Radchenko A.V. *Modelirovanie intensifikatsii neftedobychi pri akusticheskom vozdeystvii na plast iz skvazhiny* [Modeling intensifying oil production for acoustic stimulation of wells]. *Tekhnicheskaya akustika*, 2003, issue 10. Available at: http://ejta.org/ru/maksimov1.
9. Mitrofanov V.P. Dzyubenko A.I. Nechaeva N.Yu. Dryagin V.V. *Rezul'taty promyslovykh ispytaniy akusticheskogo vozdeystviya na prizaboynuyu zonu plasta* [The results of field tests of the acoustic treatment of the bottomhole formation zone]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 1998, issue 10, pp. 36–41.
10. Patent №2456442. *Sposob akusticheskogo vozdeystviya na neftyanoy plast i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya* [The method of acoustic impact on the oil reservoir and the device for its implementation]. Priority from 29.03.2010, kl. E 21 V 43/25, 28/00.

ООО «НПК» разрабатывает и производит гидравлические приводы ПШСНГ с 2006 года.

НПК
НЕФТЯНАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ

Гидравлические приводы ПШСНГ производства ООО"НПК" имеют ряд отличительных особенностей:

- отсутствие необходимости в фундаменте и благоустройстве скважины. Модуль штангового цилиндра размещается на устьевой арматуре и обеспечивает постоянную точную центровку относительно устьевого штока. Модульгидростанции располагается в любом удобном месте на грунте вблизи скважины;
- мобильность. Гидравлический привод НПК помещается в кузов кран-борта, которым производится как транспортировка, так и монтаж;
- информативность и возможность удаленного контроля и управления. Гидравлические приводы НПК оснащаются динамографом и системой телеметрии и телемеханики, что позволяет удаленно посредстом GSM связи контролировать характеристики работы скважин по динамограммам и изменять режимы работы приводов;
- широкий диапазон регулировок. Гидравлические приводы НПК позволяют добывать нефть в объеме, соответствующем дебету скважины, не прибегая к периодическим режимам;
- широкий ряд модификаций, за счет возможности комплектации элементами различной производительности;
- возможность эксплуатации проблемных зависающих скважин с высоким содержанием АСПО без применения реагентов и паропроизводящих установок. Благодаря автоматической подстройке скорости хода по нагрузке на штоке с выходом на заданные параметры после раскачивания скважины. Гидравлические приводы НПК позволяют возвращать в эксплуатацию уже заклинившие по причине АСПО скважины без проведения ПРС (КРС) в случаях, когда все остальные способы бессильны;
- возможность доукомплектации гидравлических приводов НПК штанговращателями, применение которых исключает возможность отворотов штанг на скважинах со сложным профилем, а так же предотвращает неравномерный износ штанг и повышает качество очистки колоны НКТ скребками.

ООО"НПК" представляет Вашему вниманию новую модель гидравлического привода с безрамной конструкцией НПК10-8-6

Технические характеристики базовой модели НПК10-8-6:
Максимальная нагрузка на штоке - 8тс.
Длина хода от 0,1м до 6м. (бесступенчатая регулировка);
Максимальное число качаний при ходе 6м. - 4мин$^{-1}$,
при ходе 4,5м - 5,2мин$^{-1}$,
при ходе 3м - 7,6мин$^{-1}$.

Особенности и преимущества гидравлических приводов НПК10 с безрамной конструкцией модуля штангвого цилиндра:

- повышение коэффициента наполнения штангового насоса за счет увеличения длины хода;
- увеличение периода МРП скважинного оборудования за счёт снижения цикличности нагружений;
- высокая экологическая безопасность, обеспечивается применением безрамной конструкции модуля штангового цилиндра, в которой отсутствует открытый подвижный шток и его уплотнения, что полностью исключает возможность утечки рабочей и добываемой жидкости в окружающую среду;
- отсутствие затрат на систематическое облуживание уплотнений и сальников штоков.

ООО «Нефтяная производственная компания»
614077 г. Пермь, ул. Пушкарская, 140, офис 305
(342) 215-52-07, (342) 215-51-80, (342) 266-22-23.
npkperm@mail.ru

npk-gidroprivod.ru

ПИТЦ «Геофизика» – Интеллект нефтегазового сервиса

МИССИЯ ОРГАНИЗАЦИИ:

Оказание на высоком качественном уровне комплекса геофизических услуг, в полной мере отвечающих требованиям и ожиданиям потребителей. Предприятие «ПИТЦ «Геофизика» на рынке геофизических услуг с декабря 1998 года. За 15 лет своей деятельности компания прочно заняла лидирующую позицию среди геофизических предприятий Пермского края. В 2007 году предприятие вошло в ГК «Нефтьсервисхолдинг». Компания работает на территории Пермского края, Республике Коми, в Томской области, в Республиках Казахстан и Узбекистан. Инновационная направленность и высокий профессионализм сотрудников подтвержден успешной работой на таких крупных заказчиков, как компании «ЛУКОЙЛ», «ГАЗПРОМ», БК «Евразия», ОАО «ТНК-ВР», ООО «ТНГ – Групп», АО «Онтустик Мунайгаз» и др. Тесное сотрудничество с ведущими научными центрами и разработчиками геофизической аппаратуры позволяет предприятию активно развивать научно-исследовательскую базу. Сегодня у компании главный приоритет — работа на новейшем отечественном оборудовании, которое по ряду параметров превосходит западные аналоги. Во многом благодаря этому за последние годы ООО «ПИТЦ «Геофизика» сумело четырехкратно увеличить свою капитализацию, соответственно нарастив и объемы выполняемых работ.

Начиная с 2008 г. ПИТЦ «Геофизика» успешно развивает новые для себя виды деятельности:

- супервайзерский контроль за строительством скважин в Пермском крае и республике Коми;
- телеметрическое сопровождение бурения с помощью забойных телесистем с гидравлическим каналом связи в Республике Казахстан;
- полевые сейсморазведочные работы по 2D и 3D технологии на территории Томской области.

Деятельность предприятия сертифицирована на соответствие требованиям международных стандартов ISO 9001:2008, OHSAS 18001:2007, ISO 14001:2004.

ПЕРМСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

«ГЕОФИЗИКА»

Основные виды деятельности:

- Полевые сейсморазведочные работы по методике 2Д и 3Д.
- Мониторинг за строительством скважин (геолого-технологические исследования и супервайзерская служба).
- Испытание пластов на трубах.
- Промыслово-геофизические исследования в открытом стволе скважин.
- Прострелочно-взрывные работы.
- Промыслово-геофизические исследования при контроле за разработкой месторождений.
- Гидродинамические исследования.
- Межскважинное просвечивание.
- Применение технологий и методов интенсификации добычи нефти.
- Интерпретация промыслово-геофизических и площадных исследований.

Коллектив «ПИТЦ «Геофизика» отличает корпоративная сплоченность и крепкие устоявшиеся традиции. Сегодня в ПИТЦ «Геофизика» трудятся около 600 человек, среди них два доктора наук, аспиранты. Средний возраст сотрудников составляет 37 лет. Многие из них – неоднократные победители конкурсов научно-технических разработок, проводимых компаниями «ЛУКОЙЛ» и «Нефтьсервисхолдинг». На предприятии выходит своя газета, есть корпоративная Книга рекордов. Предприятие – активный участник и победитель корпоративных турслетов и Спартакиад.

614000, г. Пермь, ул. Петропавловская, 16-а.
Телефон/факс: +7(342) 2171 090, Email: pitc@pitc.ru
www.pnsh.ru

АВТОМОБИЛИ КАМАЗ и ПРИЦЕПЫ

ООО «АВТОСОКОЛ» осуществляет следующие направления деятельности:
Продажа новых тягачей и самосвалов Shacman(Shaanxi), Foton, Howo, Dongfeng, XCMG, КАМАЗ, УРАЛ, МАЗ.
Оптовая и розничная торговля дорожной , строительной техникой (новой и б/у), продажа спецтехники; продажа бетононасосов, самосвалов, тягачей, автокранов, башенных кранов, продажа экскаваторов, бульдозеров; автогрейдеров, розничная торговля запасными частями.
Стратегия развития основывается на диверсификации и расширении ассортиментного ряда предлагаемой спецтехники и автомобилей.
Мы будем рады предложить конкурентоспособную и экономически привлекательную в эксплуатации технику, а также достаточно широкий ассортимент российской **грузовой** и **специальной автотехники**: Автобусы, автомобили специальные, автоцистерны, автомобили-самосвалы, седельные тягачи. **Автокраны**; лесовозы, сортиментовозы и т. д. **Прицепная техника**; бортовые, самосвальные, топливоперевозчики, нефтевозы, битумовозы, полуприцепы и т. д. **Сельхозтехника**; запасные части, подкатные тележки, вахтовые салоны, надстройки цистерны, трактора и т.д. Прицепы-здания мобильные (вагон-дома) на шасси, на раме, на санях:

- Бытовые здания , общежития.
- Сушилки.
- Передвижные медицинские пункты.
- Гигиенические комплексы.

- Столовые , кухни.
- Мастерские.
- Будки оператора.
- Посты-охраны.
- Блок-контейнеры.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
АВТОСОКОЛ

Форма оплаты любая; Работаем по ЛИЗИНГУ, АВТОКРЕДИТУ.
Надеемся на долгосрочное взаимовыгодное сотрудничество.

ООО «АВТОСОКОЛ»
452683 Россия, РБ г. Нефтекамск
ул. Социалистическая, д. 56, кв. 119
Факт. Адрес: 452683 Россия, РБ,
г. Нефтекамск, ул. Монтажная, 8
тел./факс (34783)3-54-20

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Предлагаем Вашему вниманию перечень наших услуг:
Бурение и КРС своими установками и персоналом.

- Продажа, аренда, буровых установок и оборудования для добычи и разработки нефтяных и газовых месторождений.
- Изготовление бурового оборудования.
- Изготовление нестандартного оборудования
- Изготовление циркуляционных систем любых типов (согласно требованиям заказчика).
- Изготовление оборудования и агрегатов к циркуляционным системам (согласно требованиям заказчика).
- Изготовление кассет на отечественные вибросита и многих зарубежных аналогов.
- Ремонт и сервисное обслуживание буровых установок и оборудования.
- Обмен ремонтного фонда.
- Монтаж/демонтаж буровых установок.

Подробную информацию вышлю по запросу
Ждем от Вас запросов и коммерческих предложений

ooo avtosokol.tiu.ru

УДК 620.193

на правах рекламы

WIWA: полимочевина и пена, как зеркало европейского качества антикоррозионной защиты, шумо- и гидроизоляции

С.Н. Некрасов
генеральный директор[1]
wiwa-olimp@mail.ru

[1]ООО «ВИВА - РУС», Санкт-Петербург, Россия

Применяемые в современной стройиндустрии материалы, оборудование и технологии наряду с удобством работы с ними должны обеспечивать функциональную надежность и долговечность конечного продукта — зданий и сооружений с максимально эффективным уровнем эксплуатации.

Ключевые слова
WIWA, полиурея, полимочевина, пена, изоляция, антикоррозионная износостойкая защита

Без преувеличения можно утверждать, что такими материалами, получающими все большее распространение, в т.ч. в сфере защиты кровель, стали полиурея (полимочевина) и пена.

Благодаря своим физико-химическим свойствам полиурея позволяют использовать его как для изоляции кровель, чердаков, трубопроводов и бассейнов, так и для антикоррозионной износостойкой защиты, кузовов грузоперевозчиков, фундаментных и силовых конструкций.

Необходимость достижения высокого качества работ и эксплуатационных характеристик материалов требует соответствующего оборудования, позволяющего наносить покрытие максимально эффективно. При этом оборудование должно быть удобным в использовании, надежным и неприхотливым, способным работать в довольно агрессивной внешней среде и в различных климатических и ландшафтных условиях.

Именно такое оборудование выпускает немецкая компания WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co.Kg, имеющая 60-летний опыт создания целой линейки различных установок для нанесения покрытий на основе полимочевины. Например, серия установок WIWA DUOMIX-2K-PU, как и вся продукция фирмы WIWA, характеризуется высоким уровнем функциональности, надежностью, удобством в работе и долговечностью, а кроме того, оптимально отвечает запросам потребителей.

Целевая группа:

- компании, занятые в ремонтных, строительных и монтажных работах;
- компании, чья специализация предусматривает кровельно-изоляционные работы;
- компании, обслуживающие сферу ЖКХ;
- фирмы, связанные с прокладкой трубопроводов различного назначения;
- фирмы, специализирующиеся в гидроизоляционных фундаментных работах;
- любые другие компании, чья деятельность предусматривает работу с внешней защитой изделия.

В линейке WIWA DUOMIX-2K-PU лидирующие позиции занимают установки WIWA DUOMIX PU 460 и WIWA DUOMIX PU 280.

Итоги

По мнению многих специалистов и практиков, технология применения полимочевины и пены с использованием немецкого оборудования действительно обеспечивает качество, сравнимое с европейскими стандартами, и дает значительное снижение эксплуатационных издержек.

Выводы

Поверьте, что ремонт старых кровельных покрытий, создание гидроизоляционных прокладок, стойких к широкому диапазону атмосферных воздействий, придание водоотталкивающих свойств крышам зданий и промышленных сооружений (металлическим, бетонным, из вспененного полиуретана и других пористых материалов) — это легко!

WIWA DUOMIX PU 460 — двухкомпонентная установка для нанесения полимочевины. С технологической точки зрения — это идеальная система разработок в сфере нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены. С высокоскоростным разогревом материала, с системой контроля за соотношением смешивания компонентов, с регулируемым давлением нанесения PU 460 обеспечивает простоту в обслуживании и высокую надежность.

Области применения:
- кровли — устройство, ремонт;
- резервуары — наружные и внутренние покрытия;
- трубы и трубопроводы — наружные и внутренние покрытия;
- наливные полы, парковки;
- автомобилестроение (кузова, платформы и пр.);
- внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов;
- химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установки:
- высокая скорость нагрева компонентов;
- защита от перегрева материала;
- комплексное отслеживание заданных параметров;
- учет переработанного материала;
- возможность забора компонентов из различных емкостей;
- подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов.
- устойчивый к растворителям цветной дисплей;
- малые габариты (проходит в проем для стандартной двери);
- рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком;
- простота в эксплуатации и ремонте.

Технические характеристики:

Соотношение смешивания компонентов	от 1:1 до 10:1
Макс. давление распыления	240 bar/3480 psi
Усиление	30:1
Производительность за один цикл (двойной ход)	194 см³
Макс. входное давление воздуха	8 bar
Макс. производительность	12 л/мин
Макс. удаленность объекта от аппарата	123 м
Вольтаж / потребляемая мощность	230 В/16 кВт
Макс. потребление воздуха	1200 л/мин

WIWA DUOMIX PU 280 — специально разработанная для нанесения PU-пены двухкомпонентная установка, в которой учтен опыт эксплуатации WIWA DUOMIX PU 460. Современный компактный дизайн, мощный разогрев материала за короткий промежуток времени делают установку очень удобной в использовании.

Области применения:
- кровли — устройство, ремонт;
- гидроизоляция бассейнов, подвалов, очистных сооружений;
- тепло- и звукоизоляция.

Технические характеристики:

Соотношение смешивания компонентов (по объему)	от 1:1
Макс. давление распыления	120 bar/ 1740 psi
Усиление	15:1
Производительность за один цикл (двойной ход)	144 см³
Макс. входное давление воздуха	8 bar
Макс. производительность	8,6 л/мин.
Макс. удаленность объекта от аппарата	48 м
Вольтаж /потребляемая мощность	400 В/9 кВт
Макс. потребление воздуха	900 л/мин.

WIWA®
CONTRACOR®
because it works
потому что это работает

ООО «ВИВА-РУС»
198152, Санкт - Петербург,
ул. Краснопутиловская,
д.69, офис 215
тел. +7 (812) 703-36-94,
+7 (911) 972-74-81,
тел./факс: +7 (812) 703-75-56
e-mail: wiwa-olimp@mail.ru
www.wiwa-spb.ru

УДК 665.62

на правах рекламы

Этапы развития и перспективы Антипинского НПЗ

Д.И. Соколов
корреспондент
nts@runeft.ru

Антипинский нефтеперерабатывающий завод — сравнительно молодое предприятие, история которого началась в 2004 году. Сегодня на предприятии функционируют две очереди — по производству и переработке нефти. Сейчас идет строительство третьей очереди, задачами которой является увеличение мощности завода до 7,5 млн. тонн в год, достижение максимальной глубины переработки нефти — 94%, выпуск нефтепродуктов Евро-5.

Ключевые слова
переработка, нефть, нефтепродукты, бензин, мазут, дизельное топливо

Рис. 1 — Фото Антипинского НПЗ

1. Завод: история и современность

ЗАО «Антипинский НПЗ» основано в июле 2004 г. на территории одного из крупнейших нефтегазовых субъектов Российской Федерации — Тюменской области, где сосредоточена основная часть российских запасов нефти (72%) и природного газа (91%).

I технологическая очередь проектной мощностью 400 тыс. тонн в год была введена в эксплуатацию уже в конце 2006 года (ноябрь). В результате технического перевооружения по состоянию на 2008 г. ее фактическая мощность составила 740 тыс. тонн в год.

В мае 2010 г. была запущена II технологическая очередь завода мощностью 2,75 млн. тонн в год. Таким образом, с пуском II очереди общая мощность НПЗ составила 3,5 млн. тонн в год. В процессе модернизации II очереди в конце 2012 года ее мощность доведена до 3,3 млн. тонн в год. Таким образом суммарная мощность завода (ЭЛОУ-АТ-1+ ЭЛОУ-АТ-2) с ноября 2012 года составляет 4,2 млн. тонн в год.

Строительство III технологической очереди будет проходить в несколько этапов (Генеральный подрядчик — ООО «Велесстрой).

На 1 этапе III технологической очереди будет введена в строй установка ЭЛОУ-АТ-3 мощностью 3,7 млн. тонн в год, и увеличит мощность завода до более чем 7,5 млн. тонн в год по переработке сырой нефти. Совместно с установкой будет введён ряд объектов общезаводского хозяйства: резервуарный парк товарного дизельного объёмом 80 тыс. тонн, резервуарный парк сырой нефти объёмом 60 тыс.тонн, современные очистные сооружения. Срок реализации — 4 квартал 2013 г.

На 2 этапе III технологической очереди, для доведения качества дизельного топлива до требований Евро-5 (с содержанием серы не более 10 ppm), обеспечения необходимой температуры застывания, с возможностью выпуска зимнего и арктического дизельного топлива, будет построена установка гидроочистки дизельного топлива (лицензиар процесса и разработчик базового проекта — Датская компания «Haldor Topsoe»). Для обеспечения работы установки гидроочистки будут построены установки по производству водорода с блоком аминовой очистки газов и производству элементарной серы с блоком грануляции. Срок реализации — 4 квартал 2014 г.

На 3 этапе III технологической очереди будет достигнуто увеличение глубины переработки нефти до 94%, путём ввода в эксплуатацию в 4 квартале 2015 года комбинированной установки замедленного коксования гудрона с блоком вакуумной перегонки мазута. Выход дизельного топлива в результате увеличится до 50% от общего объема переработки. Лицензиаром процесса и разработчиком базового проекта является американская компания «Foster Wheeler».

В 2016 г. (1 и 2 квартал) запланирован переход на выпуск высокооктановых бензинов стандарта «Евро-5» с октановым числом не ниже 95 пунктов по исследовательскому методу, за счет ввода в эксплуатацию установки риформинга бензина с непрерывной регенерацией катализатора и блоком изомеризации. Лицензиаром процессов выступает компания «UOP».

В 2017-2018 годах планируется строительство установки гидрокрекинга вакуумного газойля, сырьём для которой будет являться собственный вакуумный газойль с установки замедленного коксования и вакуумного блока. Дополнительно будет построена вторая установка производства водорода и объекты общезаводского хозяйства.

ЗАО «Антипинский НПЗ» приобрело и отремонтировало ж/д станцию Антипино, вблизи которой был построен участок готовой продукции (УГП), предназначенный для отгрузки светлых нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо) ж/д транспортом.

УГП представляет собой отдельно стоящий объект, связанный с основной площадкой завода технологическими трубопроводами, общей протяженностью около 2,9 км. Площадь участка составляет 15 Га. Размещены две двусторонние наливные эстакады, позволяющие одновременно производить налив 71 железнодорожной цистерны (что составляет ставку РЖД), с промежуточным резервуарным парком объемом в 20 тыс. м^3. Ввод в эксплуатацию УГП увеличил суммарную возможную мощность завода по наливу нефтепродуктов до 8 млн. тонн в год (3 млн. тонн базовая + 5 млн. тонн УГП), а также разгрузил действующие эстакады налива и слива на основной площадке завода. Освободившиеся резервуары основной площадки завода будут использованы в качестве промежуточных, что в перспективе позволит увеличить надежность работы технологических объектов, а также повысить производительность предприятия по переработке нефти, в частности, поставляемой железнодорожным транспортом. Общий объем резервуарных парков завода составляет более 315 тысяч тонн.

Стратегическими партнерами ЗАО «Антипинский НПЗ» являются ведущие иностранные компании, среди которых «VITOL», «GLENCORE», «MERCURIA», «LITASCO».

2. Материальная часть.

Объем инвестиций в проект с 2010 г. до 2015 г. запланирован на уровне 2 млрд. долл. Одним из шагов на пути реализации запланированной стратегии развития предприятия является подписание 16 марта 2012 г. мультивалютного кредитного соглашения о предоставлении ЗАО «Антипинский НПЗ» срочной и возобновляемой кредитных линий на общую сумму до 750 млн. долл. Данное мультивалютное соглашение было подписано ОАО «Газпромбанк», Raiffeisen Bank International AG и ЗАО «Райффайзенбанк» совместно с Glencore International AG, Vitol S.A., ЗАО «Глобэксбанк» и WestLB AG (Лондон).

Кредит со сроком погашения в марте 2017 года состоит из 3-х траншей в долларах США и в российских рублях с обеспечением в виде элементов предэкспортного и проектного финансирования.

3. Конкурентные преимущества Антипинского НПЗ:

- АНПЗ — единственный промышленный НПЗ в Тюменском регионе и Уральском федеральном округе;
- АНПЗ выгодно расположен, находясь вблизи развитой логистической сети: ж/д инфраструктура, автоинфраструктура;
- АНПЗ подключен к магистральным нефтепроводом АК «Транснефть» общей мощностью 6 млн. тонн в год, с учетом развития предприятия, включая третью очередь.
- Тюменский регион отличается высоким спросом на нефтепродукты. Более того, АНПЗ имеет возможность отпускать предприятиям топливо прямо с завода путем автоналива, небольшими бензовозами 5–30 тонн. Таким образом, достигается экономия за счет способа отгрузки продукции небольшими объемами.

Одним из основных конкурентных преимуществ завода является использование низкозатратного энергооборудования, что позволяет сократить потребляемое количество энергоресурсов на производство тонны продукции и в итоге снизить ее себестоимость. Что касается качества продукции, то она вся сертифицирована, имеет паспорта безопасности, на каждую партию нефтепродуктов аккредитованная лаборатория выдает паспорт качества.

Уникальность Антипинского НПЗ в том, что это частный, а не государственный проект, мощность которого достигнет 7,5 млн. тонн в год (2013 г.), качество нефтепродуктов будет соответствовать стандарту Евро-5 (2014 г.), а глубина переработки увеличится до 94% (2015 г.)

За 2012 год на Антипинском НПЗ было переработано более 2,9 млн. тонн нефти. Кроме того, порядка 345 тыс. тонн были добыты и переработаны с месторождения компании-партнера ООО «Тарховское».

4. Решение экологических вопросов

Экологичность, надежность и безопасность оборудования, автоматизация технологических процессов — таковы сегодня требования к отечественным нефтеперерабатывающим предприятиям.

Прослеживается острая необходимость внедрения на современных НПЗ именно комплексных мероприятий, которые направлены на минимизацию вредного воздействия промышленной эксплуатации нефтеперерабатывающих объектов на экологию. В связи с этим, при строительстве Антипинского НПЗ особое внимание уделено применению высоких экологических стандартов.

Экологический отдел заводской аккредитованной химико-аналитической лаборатории ведет постоянный контроль состояния окружающей среды, наземных и сточных вод. Для снижения нагрузки на окружающую среду при проектировании завода заложен ряд технологических решений, позволяющих до минимума сократить водопотребление, а значит и сброс стоков, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и исключить попадание нефти и нефтепродуктов в почву и подземные воды.

Кроме того, в рамках строительства третьей очереди ведется строительство очистных сооружений, которые обеспечат очистку производственно-ливневых и хозяйственно-бытовых сточных вод до требуемого уровня, позволяющего использовать очищенные сточные воды повторно или сбрасывать их в водоем рыбохозяйственного назначения.

Очистка сточных вод состоит из трех основных блоков:

1. Блок физико-химической очистки стоков (импеллерная флотация компании Separation Specialists).
2. Блок биологической очистки стоков (мембранный биореактор компании GE Water and Process Technologies).
3. Блок доочистки стоков (процесс двухступенчатой фильтрации на сорбционных угольных фильтрах ФСУ, далее ультрафиолетовое обеззараживание стоков до норм СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»).

Вышеуказанное технологическое решение обеспечит требуемую степень очистки сточных вод, сокращение выбросов в атмосферу, защиту почвы и подземных вод от попадания нефтесодержащих стоков. В общей сложности очистные сооружения занимают площадь 10,73 гектара. Общая площадь заводских территорий более 150 га.

На сайте нашего предприятия можно познакомиться с основными приоритетными направлениями деятельности ЗАО «Антипинский НПЗ», получить представление о производственном процессе.

Рис. 1 — Очередь III: материальный баланс

	Реалии (2012 г.)	Перспективы
Мощность переработки	4,2 млн тонн	7,5 млн тонн (IV квартал 2013 г.)
Качество топлива	Евро-2; ГОСТ	Евро-5 (дизель – IV квартал 2014 г.; бензин – I квартал 2016 г.)
Глубина переработки	60%	94% (IV квартал 2015 г.)

Таб. 1 — Реалии и перспективы

АНТИПИНСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД

625047, г. Тюмень,
6 км Старого Тобольского тракта, 20
тел.: (3452) 28-43-01
факс: (3452) 28-41-80
e-mail: info@annpz.ru
www.annpz.ru

ENGLISH **OIL REFINING**

UDC 665.62

Powerful data resource showing the state of RF national fuel-and-energy complex and industry sectors — innovative visualization and analysis

Authors:
Dominik I. Sokolov — correspondent; nts@runeft.ru

Abstract
Antipinsky refinery — a relatively young company, whose history dates back to 2004. Today the company is operating two queues — the production and refining of oil.
Among the products produced by the plant, is diesel fuel, naphtha, bitumen, fuel oil, vacuum gas oil, etc. Special attention is paid to the production of hydrotreating, isomerization and vacuum distillation of petroleum products.
To date Antipinsky refinery provides its products not only to the Tyumen region, but also the countries of near and far abroad countries: Kazakhstan, Kyrgyzstan, China. Urals Federal District - one of the largest consumers of diesel fuel, and thence to Europe comes naphtha.

Keywords
Processing, oil, petroleum products, gasoline, fuel oil, diesel fuel.

УДК 621.3

на правах рекламы

Испытание кабелей методом регистрации частичных разрядов

А.И. Валеев
начальник участка АСУТП[1]
energoservise@tatneft.ru

Р.В. Дуденков
инженер ОВР[1]

[1] ООО УК «Татнефть-Энергосервис», Альметьевск, Россия

В данной статье описывается испытание кабелей методом регистрации частичных разрядов.

Материалы и методы
Силовой кабель. Регистрация частичных разрядов.

Ключевые слова
силовой кабель, кабель, кабель постоянным напряжением, КЛ, испытания, разрушающая изоляция КЛ, частичные разряды, Татнефть-Энергосервис, Татарстан

Бесперебойная работа систем электроснабжения промышленных предприятий, транспорта, сельского, коммунального и других отраслей народного хозяйства невозможна без высокой надежности силовых кабельных линий (КЛ). Для повышения надежности КЛ в настоящее время в России и Украине применяется система планово-профилактических испытаний кабелей постоянным напряжением, в 4–6 раз превышающим номинальное напряжение КЛ. Однако такие испытания не только не гарантируют последующую безаварийную работу КЛ, но во многих случаях приводят к сокращению срока их службы ввиду реально существующей угрозы пробоя изоляции кабелей. Если же пробой не происходит при испытаниях, то зачастую кабель выходит из строя через непродолжительное эксплуатационное время. Одним из недостатков такого метода также является тот факт, что испытание кабелей повышенным напряжением не позволяет получить достоверную информацию о реальном техническом состоянии силовых КЛ. Такие испытания принято классифицировать как испытания, разрушающие изоляции КЛ.

Особенностью неразрушающих методов испытаний является то, что в момент их проведения кабель не подвергается старению и риску преждевременного выхода из строя, а результаты испытаний дают информацию об остаточном ресурсе КЛ. Разработки неразрушающих способов определения ресурсов кабеля рассматриваются раздельно как для кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией (БПИ), так и с изоляцией из полиэтилена, поливинилхлоридной пластмассы и сшитого полиэтилена (СПЭ). Пробой изоляции кабельных линий происходит в результате развития дефектов, возникающих при изготовлении, строительстве и эксплуатации, поэтому для выработки критериев оценки состояния изоляции КЛ и определения остаточного ресурса необходимо на всех этапах эксплуатации кабеля учитывать факторы, влияющие на продолжительность эксплуатации КЛ. Технология определения остаточного ресурса основана на информативных параметрах, которые непосредственно связаны с ресурсами кабеля.

Передовым методом определения остаточного ресурса КЛ в настоящее время является теория частичных разрядов (ЧР), имеющая достаточно длительную историю — фактически с начала развития теории электромагнитного поля. ЧР — разряды, измеряемые по времени в наносекундах, которые появляются в слабых местах изоляции и приводят к развитию дефекта и постепенно разрушают целостность кабеля. Критериями оценки работоспособности кабелей по данному методу являются уровень ЧР, их частота и интенсивность. Отличительными особенностями метода являются наглядность полученных результатов, возможность оценки остаточного ресурса и выявления наиболее слабых участков изоляции кабеля, выявления дефектов КЛ на ранних стадиях их формирования, локализация точного местоположения скопления ЧР, а также применимость для всех типов изоляции кабельных линий.

Измерение ЧР и определение их источника позволяет существенно повысить достоверность диагностики изоляции кабелей тем, что выявляет места и участки с явно выраженной дефектностью изоляции, позволяет получить достоверную информацию об ошибках монтажа или изменениях электрических свойств какого-либо участка изоляции кабеля, которые еще не привели к пробою. Вовремя определив место образования ЧР, можно отремонтировать или, в тяжелых случаях, заменить кабель прежде, чем он станет совершенно непригодным для использования или повлечет аварию и перебой в электроснабжении.

В настоящее время единственным предприятием на юго-востоке Татарстана освоившим испытания кабельных линий методом регистрации ЧР, является ООО УК «Татнефть-Энергосервис», имеющее в своем приборном парке специализированную лабораторию. Лаборатория оснащена по последнему слову техники, обучен персонал, разработана методика испытаний. На сегодняшний день основными заказчиками являются НГДУ в составе ОАО «Татнефть».

Общая информация

История Управляющей компании «Татнефть-Энергосервис» начинается с 1985 года на базе предприятий РНУ СНЭРС и БПО РЭТО, а в результате реструктуризации энергетического комплекса Акционерного общества «Татнефть» в 2007 году, все прокатно-ремонтные электроэнергетические и теплоэнергетические цеха выведены из состава нефтегазодобывающих управлений в «Татнефть-Энергосервис».

Во всех нефтяных регионах Республики Татарстан созданы оснащенные современной техникой, сервисные подразделения

по обслуживанию, строительству и ремонту энергетических объектов, которые решают любые вопросы энергоремонтного комплекса «под ключ», в том числе изготовление металлоконструкций и электротехнических изделий.

За период с 2007 года в «Татнефть-Энергосервис» проведены мероприятия по совершенствованию системы управления производственными процессами, направленные на эффективное использование ресурсов, с созданием центра сопровождения производства.

Так же в результате планомерной работы по расширению сферы деятельности сегодня помимо предприятий группы компаний «Татнефть», сторонних предприятий, независимых нефтяных компаний Республики Татарстан и соседних регионах организовано сервисное обслуживание и оказание услуг Комплексу нефтеперерабатывающих и нефте-химических заводов «ТАНЕКО», «ТатРИТЭКнефть», «Башнефть-Добыча», «Транснефтъ», ОАО «ФСК ЕЭС» и другим предприятиям Россиской федерации.

Предприятием постоянно ведется развитие новых направлений деятельности, внедрение новых технологий и оборудования, такие как: реализация тепловой энергии; прокат энергетического оборудования нефтяным предприятиям; услуги по программам энергосбережения и экономии теплоэнергетических ресурсов предприятия; организация электроснабжением объектов на попутном нефтяном газе газогенераторными установками; внедрение альтернативных источников энергии на базе ветрогенераторных установок и солнечных батарей.

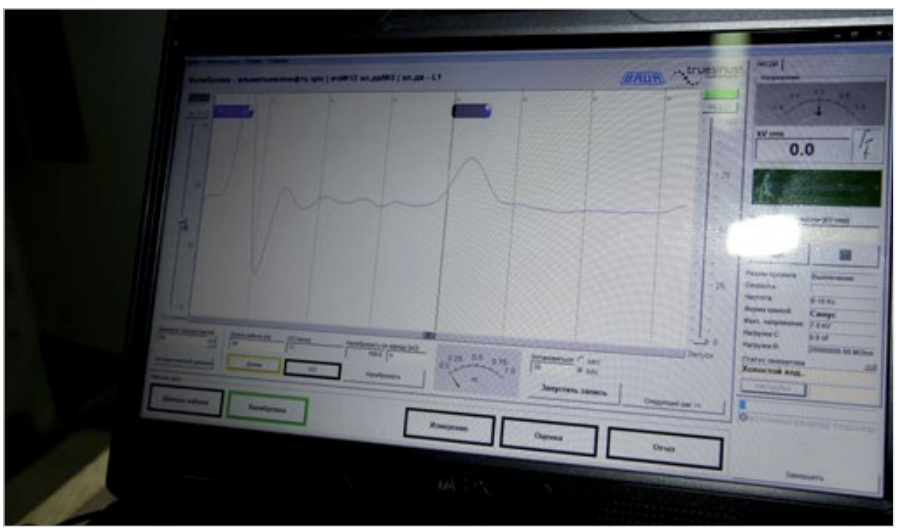
Предприятие регулярно участвует в выставках, конференциях, соответствующих профилю и направлениям деятельности организации. Все это позволяет быть в курсе самых последних разработок и предложений, гарантирует высокое качество оказываемых услуг и изделий, обеспечивает преемственность в работе с клиентами.

Сегодня в состав ООО УК «Татнефть-Энергосервис» входят четыре дочерних общества со своими структурными подразделениями: ООО «Электро-Энергосервис», «Тепло-Энергосервис», «Диагностика-Энергосервис» и «Ремстрой-Энергосервис». Масштабы деятельности компании впечатляют: 316 подстанций; более 16 тысяч километров воздушных линий электропередач напряжением 6–220 кВ; порядка 17 тысяч КТП; 137 дизельных электростанций; 10 газопоршневых установок; 45 установки цехов подготовки и перекачки нефти; 125 бригад цехов подземного ремонта скважин; 108 котельных и 210 километров тепловых сетей.

Наше предприятие гарантирует своим Заказчикам качественное оказание услуг. Мы будем рады видеть Вас вчисле своих клиентов и партнеров!

УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ
ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСЕРВИС

423454, Татарстан, Альметьевский р-н, п.г.т. Агропоселок,
Тел./факс: +7 (8553) 37-49-39, 37-49-46
energoservise@tatneft.ru
www.tatneft-energoservice.ru



ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

Cable testing by detecting partial discharges

UDC 621.3

Authors:
Almaz I. Valeev — foreman PCS[1]; energoservise@tatneft.ru
Roman V. Dudenkov — engineer OVR[1]

[1]Tatneft-Energoservis, Almetevsk, Russian Federation

Abstract
Uninterrupted operation of power supply systems of industrial enterprises, transport, agriculture, utilities and other sectors of the economy is impossible without high-reliability powercable lines (CL). This article describes the test cables by detecting partial discharges.

Materials and methods
Power cable. Registration of partial discharges.

Keywords
power cable, cable, DC voltage, TC, testing, breaking isolation CR, partial discharges, Tatneft-Energoservis, Tatarstan

FENSYS®
Российский производитель систем ограждений
www.fensys.ru

Новый уровень энергоэффективности

TMK FMT
TMK PF
TMK TDS
ULTRA FJ

Насосно-компрессорные трубы
Обсадные труб
Высокопрочные бурильные трубы
Безмуфтовые обсадные трубы

Комплексное применение высокотехнологичных труб ТМК способно увеличить энергоэффективность при освоении месторождений на 25–30%

ЗАО «Торговый Дом «ТМК»
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601
E-mail: tmk@tmk-group.com
www.tmk-group.ru

Филиал ЗАО "ТД "ТМК" в г. Орске
462431, Оренбургская обл., г. Орск, ул. Крупской, д. 1
тел.: (3537) 34-80-72, 34-80-85; факс: (3537) 34-80-18
www.tmk-group.ru

на правах рекламы

Самостоятельный монтаж калитки, не требующий особой квалификации, сварки и специального инструмента это реальность

М.С. Ковалев
технический директор[1]
kovalev@fensys.ru

[1]ООО «Системы ограждений», Москва, Россия

Компания «Системы ограждений» презентовала калитку FENSYS серии PROM как коробочное решение, созданное по принципу «ВСЕ ВКЛЮЧЕНО». Все комплектующие калитки устанавливаются на заводе. Монтаж осуществляется в собранном виде в кондукторах-колодках, которые являются упаковкой.

Ключевые слова
калитка ограждения, ограждение периметра, системы ограждений, комплексная безопасность, защита периметра

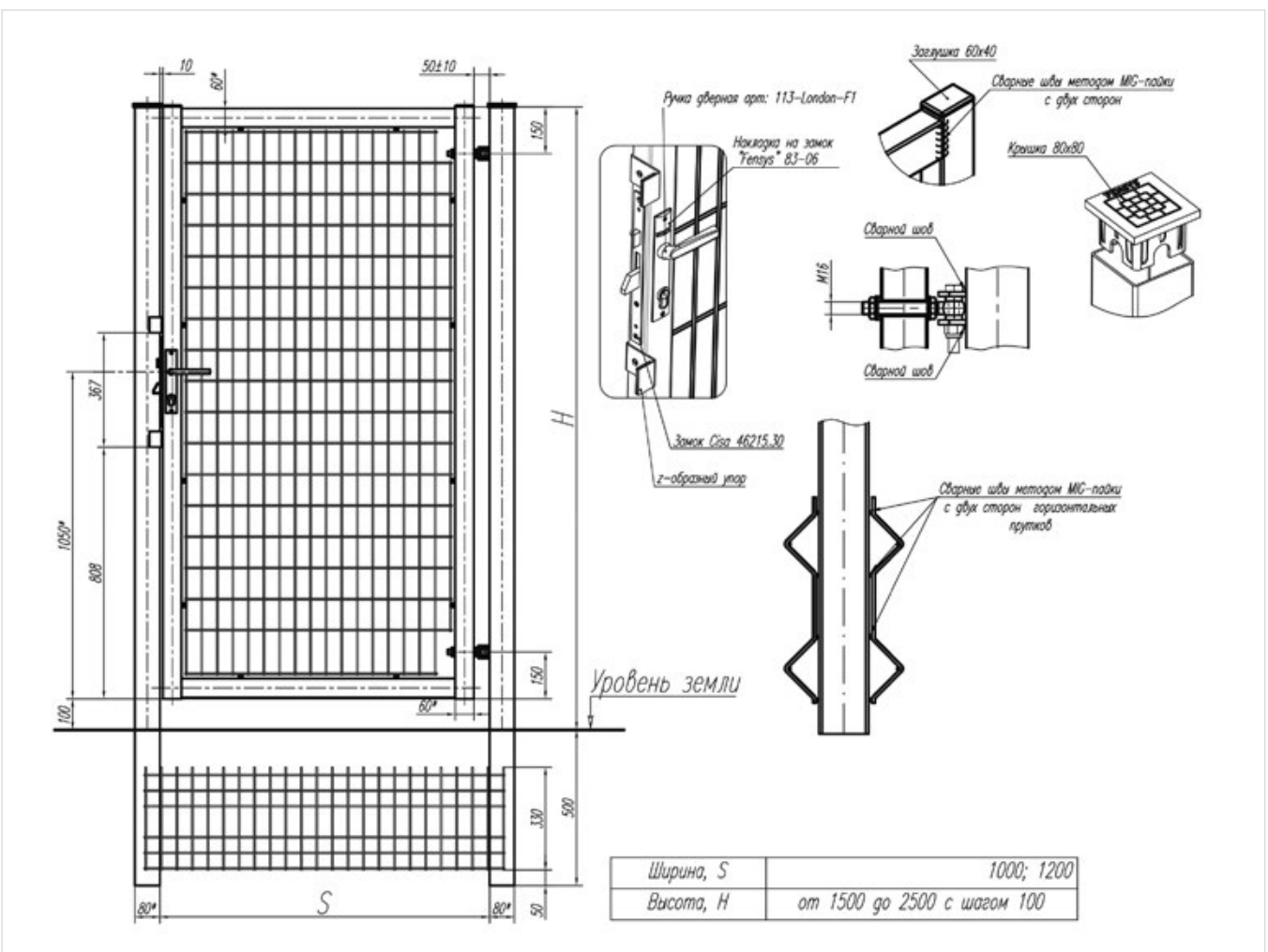
Любая калитка состоит из двух столбов и открывающейся створки. Как правило, все производители калиток поставляют их на монтаж в разобранном виде. Т.е. отдельно столбы, отдельно створка и фурнитура. Такие калитки имеют существенные недостатки при монтаже и дальнейшей эксплуатации. Поскольку сборка и монтаж калитки осуществляется в «полевых» условиях, очень сложно добиться четкого выравнивания столбов, технологических зазоров между столбами и створкой для четкой работы замка.

Кроме того, если столбы калитки не связаны фундаментом (бетонируются отдельно) со временем они могут перекоситься, что приведёт к невозможности не только запереть калитку на замок, но и открыть или закрыть створку станет проблематично.

Для устранения этого недостатка конструкторским бюро FENSYS была спроектирована калитка в кондукторе. Т.е. калитка поставляется заказчику в собранном виде. На заводе-изготовителе калитка собирается, выдерживаются все рекомендованные технологические зазоры, столбы калитки связываются между собой (приваривается закладная решетка) и после этого жестко стягивается в специальном кондукторе и упаковывается.

Монтаж калитки также производится в собранном виде. После застывания фундамента кондуктор снимается с калитки. При таком варианте монтажа все зазоры будут такими, как заложено при сборке калитки на заводе. И при эксплуатации калитки зазоры не изменятся ни на миллиметр.

Калитка оснащена механическим врезным замком и выпускается в универсальном исполнении. Сторона открывания «левая» или «правая» определяется при монтаже калитки установкой язычка замка и z-образного упора.



УДК 665.62

Особенности облагораживания прямогонного бензина на органически модифицированных цеолитных катализаторах

Е.А. Зеленская
аспирант[1], инженер 2 категории[2]
ZelenskayaEA@injgeo.ru

Т.В. Зеленская
к.т.н., доцент[1]

[1]КубГТУ, Краснодар, Россия
[2]ЗАО «НИПИ «ИнжГео», Краснодар, Россия

В статье охарактеризованы возможности улучшения физико-химических свойств цеолитных катализаторов нефтепереработки, увеличения срока их эксплуатации, а также снятия экологической нагрузки проведении процесса облагораживания. Содержащаяся в статье информация может быть полезна научным работникам и инженерам производственных организаций, выполняющим работы по повышению октанового числа моторных топлив, и улучшению экологических характеристик автомобильного бензина.

Материалы и методы
Каталитическая система для данного процесса представляет собой цеолитсодержащий катализатор в Н-форме марки ЦВК-ТМ-1327, выпущенный ЗАО «Нижегородские сорбенты» с нанесенным на него органическим модификатором. Исследования проводились при атмосферном давлении на лабораторной установке, сырьем для которой являлась бензиновая фракция с пределом выкипания НК-120°С, полученная разгонкой газового конденсата месторождения «Прибрежное» Краснодарского края.

Ключевые слова
моторное топливо, цеолитный катализатор, высокооктановые углеводородные фракции

На сегодняшний день каталитические процессы нефтепереработки прочно заняли лидирующие позиции среди процессов получения товарных нефтепродуктов с высокими физико-химическими показателями. Изменение химического состава катализатора, а также совершенствование условий проведения процессов открывает широкий диапазон возможностей для улучшения качества готовой продукции. Наряду с этим, разработка эффективных процессов облагораживания нефтяных фракций — один из основных способов снижения экологической нагрузки в процессе получения высококачественных моторных топлив.

В каждом технологическом процессе глубокой переработки нефти параметры проведения процесса оказывают существенное влияние как на характеристики получаемых продуктов, так и на экономические и экологические факторы. Настоящая работа посвящена исследованию процесса облагораживания низкооктановой бензиновой фракции на органически модифицированном цеолитном катализаторе и выявлению зависимости между составом конечного продукта и условиями протекания процесса*.

Процесс каталитического облагораживания предназначен для получения стабильного высокооктанового автобензина из прямогонных фракций путем каталитической изомеризации и ароматизации парафиновых углеводородов наряду с дегидрированием нафтенов. Каталитическая система для данного процесса представляет собой цеолитсодержащий катализатор в Н-форме марки ЦВК-ТМ-1327, выпущенный ЗАО «Нижегородские сорбенты» с нанесенным на него органическим модификатором.

Исследования проводились при атмосферном давлении на лабораторной установке, сырьем для которой являлась бензиновая фракция с пределом выкипания НК-120°С, полученная разгонкой газового конденсата месторождения «Прибрежное» Краснодарского края. Такой предел выкипания фракции был выбран исходя из того, что на практике в технологических схемах НПЗ при наличии установок АТ-2 и АВТ из шлема отбензинивающей колонны обычно отводится фракция

НК-120°С. Октановое число исследуемого сырья составило 46,5 пунктов по моторному методу.

Кроме того стоит отметить что температура данного процесса варьировалась в интервале от 100°С до 150°С, что само по себе является значительным шагом к снижению энергетических затрат на проведение реакции.

Полученные при различной температуре продукты, в частности жидкая фракция, анализировалась хроматографическим методом на оборудовании марки Хромотэк

Кристалл-5000.1. Наряду с этим определялись такие свойства продуктов, как выход на пропущенное сырье, показатель преломления, октановое число по моторному методу.

Проводимые на первом этапе исследования позволили судить о возможности протекания процесса облагораживания прямогонного бензина при температуре 100°С. Результаты хроматографического анализа полученного продукта представлены на рисунке 1.

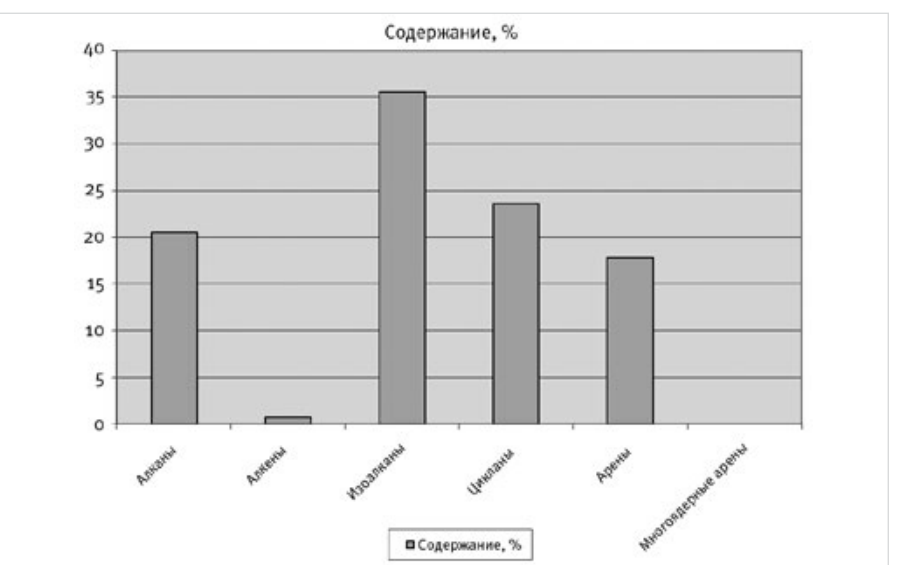


Рис. 1 — Состав продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции НК-120°С на органически модифицированных цеолитных катализаторах при температуре 100°С

* *Работа выполнена в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг.*

Процентное содержание углеводородов, представленное в виде диаграммы на рисунке 1, наглядно демонстрирует преобладание в составе катализата алканов изомерного строения. Обусловлено это тем, что предельные углеводороды в составе бензиновой фракции претерпевают превращения в результате протекания реакции изомеризации на активных центрах катализатора. Сравнительно небольшое общее содержание моноядерных аренов составляет около 17%, а также полное отсутствие конденсированной ароматики свидетельствуют о высоких экологических показателях готовой продукции. Кроме того, наличие в составе около 1% непредельных углеводородов позволяет сделать вывод о возможности доработки технологических параметров проведения процесса для полного превращения алкенов на каталитических центрах.

На втором этапе данного исследования был произведен анализ продуктов облагораживания бензиновой фракции НК-120°С, проводимого при температуре 125°С.

Приведенная на рисунке 2 диаграмма наглядно демонстрирует, что с увеличением температуры процесса (от 100°С до 125°С) значительно возрастает количество алканов нормального строения. Стоит отметить, что по данным хроматографического анализа, среди н-алканов преобладают соединения с четным числом углеродных атомов (4,6,8,12), что свидетельствует о реакциях крекинга и конденсации преимущественно по β-связи. Количество изомерных алканов с ростом температуры изменилось незначительно. Причем изомерные алканы представлены в основном соединениями с двумя и более боковыми заместителями, что свидетельствует о протекании реакций изомеризации и алкилирования. Содержание ароматических углеводородов сократилось на 4–5%. Количество цикланов изменилось незначительно.

Следующим шагом в осуществляемой работе стало исследование продуктов каталитического облагораживания прямогонного бензина, проводимого при температуре 150°С.

Диаграмма, представленная на рисунке 3, позволяет судить о составе катализата процесса облагораживания прямогонного бензина при температуре 150°С на органически модифицированном катализаторе. Преобладание в составе алканов изомерного строения и одновременное снижение количества непредельных углеводородов позволяют предположить, что в реакционной системе присутствуют превращения как по радикальному, так и по ионному механизмам, и образующиеся при более низкой температуре алкены успевают претерпеть изомеризацию с последующим гидрированием. Также возможен расход алкенов на реакции алкилирования и димеризации. Кроме того обращает на себя внимание снижение общего количества ароматических соединений, по сравнению с низкотемпературными процессами, появляются следовые количества многоядерных аренов, что свидетельствует о возникновении реакций конденсации не наблюдаемых ранее. В этом случае можно говорить о снижении качества готовой продукции и ухудшении его экологических характеристик. Наряду с этим стоит отметить, что увеличение температуры проведения процесса влечет за собой снижение прироста октанового числа готовой продукции. В то время как прирост октанового числа катализата первой реакции составил 12 пунктов по моторному методу, приращение его во втором и в третьем случае сократилось на 3 и 5 пунктов соответственно. Причем последнее позволяет сделать вывод об оптимальности проведения облагораживания при минимальной температуре.

Таким образом, полученные результаты позволяют вести речь о возможности значительного повышения октанового числа фракций с низким пределом выкипания на органически модифицированном катализаторе в достаточно мягких условиях и, как следствие, значительное снижении энергозатрат в процессе вторичной переработки нефтяного сырья.

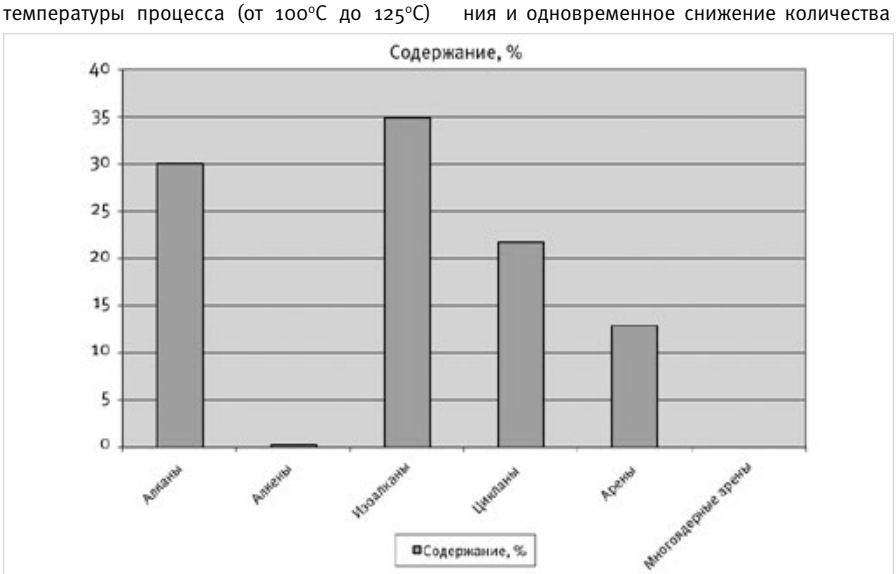


Рис. 2 — Состав продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции НК-120°С на органически модифицированных цеолитных катализаторах при температуре 125°С

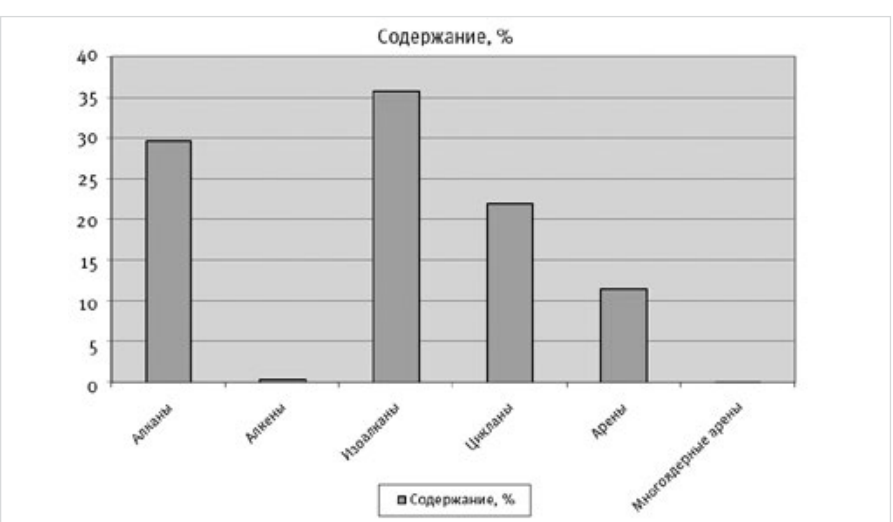


Рис. 3 — Состав продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции НК-120°С на органически модифицированных цеолитных катализаторах при температуре 150°С

Итоги

Оптимальной температурой для проведения процесса облагораживания прямогонного бензина на органически модифицированных цеолитных катализаторах является 100°С.

Выводы

Полученные результаты позволяют вести речь о возможности значительного повышения октанового числа фракций с низким пределом выкипания на органически модифицированном катализаторе в достаточно мягких условиях и, как следствие, значительное снижении энергозатрат в процессе вторичной переработки нефтяного сырья.

Список используемой литературы

1. Зеленская Е.А. Исследование влияния модифицирующих добавок на характеристики продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 4. С. 31–32.
2. Зеленская Е.А., Ясьян Ю.П., Завалинская И.С., Илларионова В.В. Исследование процесса облагораживания низкооктановой бензиновой фракции на органически модифицированных цеолитных катализаторах // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 5. С. 48–49.
3. Зеленская Е.А., Ясьян Ю.П., Завалинская И.С., Исследование влияние термического воздействия на характеристики продуктов каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 116–117.

Features of on the gasoline refining organically modified zeolite catalysts

UDC 665.62

Authors:
Elena A. Zelenskaya — graduate student[1], engineer 2 category[2]; ZelenskayaEA@injgeo.ru
Tat'yana V. Zelenskaya — Ph.D., associate professor[1]

[1]KubGTU, Krasnodar, Russian Federation
[2]JSC "NIPI "InzhGeo", Krasnodar, Russian Federation

Abstract
Article describes the possibility of improving the physicochemical properties of zeolite catalysts for oil refining, increasing their lifetime, as well as removing the environmental load carrying out the process of refining.
The article information can be scientists and engineers, industrial organizations, the works for improving the octane number of motor fuels, and environmental performance of gasoline.

Materials and methods
The catalyst system for this process is a zeolite catalyst in the H-form brand Fairgrounds — TM-1327, released JSC "Nizhny Novgorod sorbents" coated with a organic modifier. The studies were conducted at atmospheric pressure in a laboratory setting, which was the raw material for gasoline fraction with a boiling range of NK-120°C, obtained by distillation of the gas condensate field "coastal" Krasnodar region.

Results
Optimum temperature for the process of refining the gasoline on organically modified zeolite catalysts is 100°C.

Conclusions
Obtained results allow us to talk about the possibility of a significant increase in the octane number of fractions with a low boiling range to organically modified catalyst in a fairly mild conditions and, as a consequence, a significant reduction of energy consumption in the process of recycling of raw oil.

Keywords
motor fuel, zeolite catalyst, high-octane hydrocarbon fractions

References
1. Zelenskaya E.A. *Issledovanie vliyaniya modifitsiruyushchikh dobavok na kharakteristiki produktov oblagorazhivaniya pryamogonnoy benzinovoy fraktsii* [Investigation of the effect of modifying additives on the characteristics of products refining virgin gasoline fraction]. *Exposition Oil Gas*, 2011, issue 4, pp. 31–32.
2. Zelenskaya E.A., Yas'yan Yu.P., Zavalinskaya I.S., Illarionova V.V. *Issledovanie protsessa oblagorazhivaniya nizkooktanovoy benzinovoy fraktsii na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh* [Research the process of refining low-octane gasoline fractions to organically modified zeolite catalysts]. *Exposition Oil Gas*, 2011, issue 5, pp. 48–49.
3. Zelenskaya E.A., Yas'yan Yu.P., Zavalinskaya I.S. *Issledovanie vliyanie termicheskogo vozdeystviya na kharakteristiki produktov kataliticheskogo oblagorazhivaniya pryamogonnoy benzinovoy fraktsii* [Study the influence of thermal effects on the characteristics of the products of the catalytic refining of virgin gasoline fraction]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2012, issue 5, pp. 116–117.

INJGEO

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
Объектов промышленного и гражданского строительства;
Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
Морских терминалов;
Перевалочных нефтебаз и т.д.
Техническая экспертиза проектов.
Авторский надзор при строительстве.
Консалтинговые услуги в области проектирования и инженерных изысканий.
Экологические обоснования и инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям.
Обоснование инвестиций в строительство.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

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

Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.

INJGEO ИнжГео

350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585
тел./факс: +7 (861) 279-23-06, +7 (861) 275-47-59

e-mail: injgeo@injgeo.ru
www.injgeo.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Место проведения:

УФА-АРЕНА

г. Уфа, ул. Ленина, 114

21-24 МАЯ

XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2013

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ 2013

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

сайт выставки: www.gntexpo.ru

- Научно-практическая конференция «Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе».
- Международная научно-практическая конференция «Нефтегазопереработка-2013».
- Круглый стол «Комплексное решение экологических проблем нефтегазовой отрасли»
- VII Научно-практическая конференция «Промышленная безопасность на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах. Технический надзор, диагностика и экспертиза».
- XIX Научно-практическая конференция «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин».
- Международная научно-практическая конференция «Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа».
- Заседание Межотраслевой рабочей группы «Нефтекокс».

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00, gasoil@bvkexpo.ru

Генеральный информационный спонсор ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ | Генеральный информационный партнер СФЕРА | Генеральный интернет-спонсор Neftegaz.RU | Национальный информационный спонсор НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ | Информационный стратегический партнёр ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ | Медиа-партнёр 107.5 BUSINESS FM

Международные промышленные выставки

«ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ГАЗИФИКАЦИЯ СИБИРИ»

GAS SIBERIA

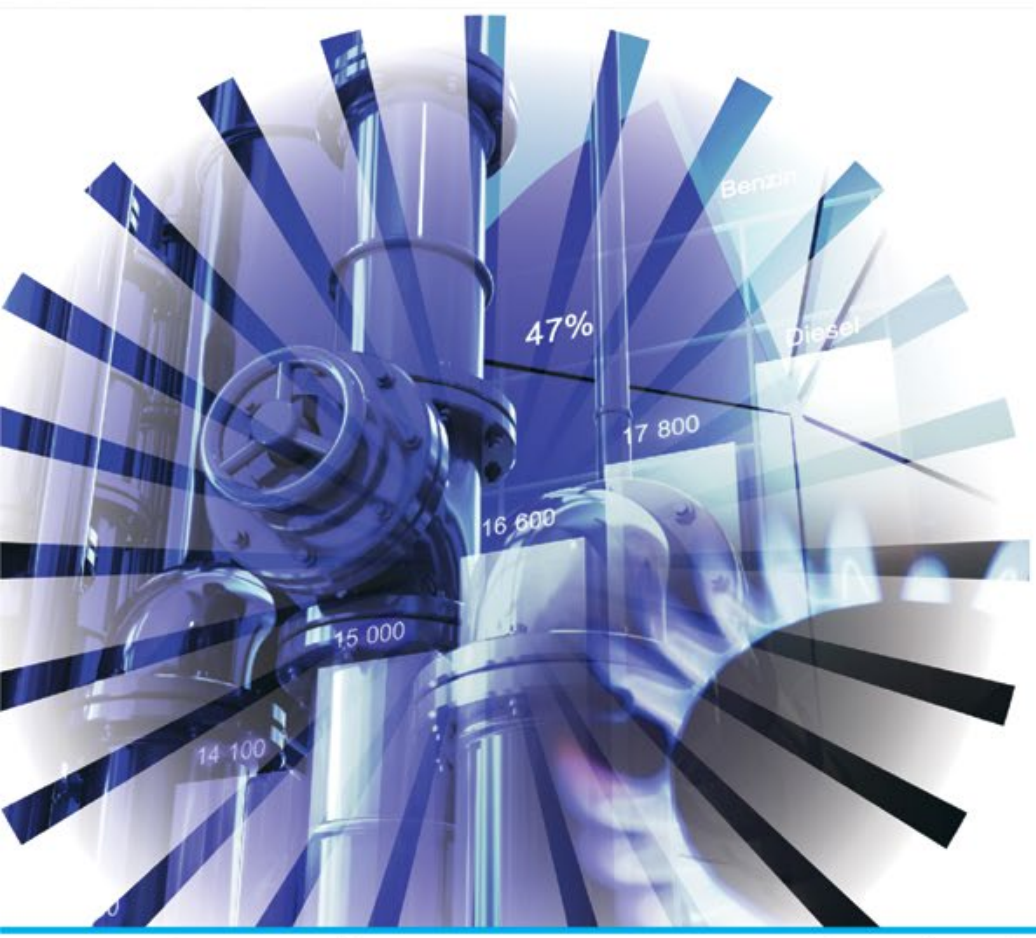
«НЕФТЕГАЗОХИМИЯ. АЗС И АГЗС»

PETROLEUM SIBERIA

1 – 4 октября 2013

Россия, Новосибирск

В рамках IDES SIBERIA



www.ides-sib.ru

Место проведения:
Новосибирск Экспоцентр

Организатор:
ITE Группа компаний

При поддержке:
Министерство экономического развития Новосибирской области
Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Новосибирской области

Генеральный информационный партнер
Экспозиция Нефть Газ

Генеральный медиа партнёр:
Нефтяники

Информационные спонсоры:
Территория Нефтегаз
Neftegaz.RU

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 +7 (499) 681-04-25
e-mail: new-m@mail.ru

www.nt-expo.ru

АЛЬМЕТЬЕВСК

XII международная специализированная выставка
Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

9 - 11 октября 2013

III конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Правительство Республики Татарстан

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Neftegaz.RU, ЭПР, Expo, НЕГУС ЭКСПО, Нефтегазовая вертикаль, Территория НЕФТЕГАЗ, Коммерсантъ, EXPO Promoter, ХНГМ, M&TC consulting ltd., elec.ru, НЕФТЕКАПИТАЛ, НефтеРынок, Нефтегазовое оборудование, Бурение & Нефть, ПРАЙС УНИВЕРСАЛ, Интернет-проект Русский Кабель, CELEC .RU, МИР нефтепродуктов, ТехНАДЗОР

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ 2013

23-24 мая 2013, Салехард, Россия

Комплексное освоение нефтегазовых месторождений Ямала и прилегающих акваторий: привлечение инвестиций и передовых технологий

ОРГАНИЗАТОРЫ: Правительство ЯНАО

VOSTOCK CAPITAL

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ

1 Инвестиции и финансирование

2 Добыча на шельфе

3 Экология и технологии

4 Развитие транспортной системы

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ 2013 – единственная площадка международного уровня, которая собирает на полуострове Ямал глав российских и зарубежных нефтегазовых компаний, правительство ЯНАО и профильных министерств, ведущих экспертов индустрии, инвестиционные компании, банки и фонды для обсуждения ключевых вопросов развития одного из стратегически важных регионов России.

Телефон в Москве: +7499 505 1 505

Телефон в Лондоне: +44 207 3943090

www.yamaloilandgas.com

ufi Approved Event

OGU

17-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

14 - 16 МАЯ 2013

ТАШКЕНТ УЗБЕКИСТАН

www.ogu-expo.ru

ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ УЗБЕКИСТАНА

РЕКЛАМА

ORGANISED BY ITE THE ITE GROUP

ITE Moscow T + 7 495 935 7350 E oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group PLC T + 44 (0) 207 596 5000 E oilgas@ite-exhibitions.com

ufi Approved Event

CASPIAN OIL & GAS

20-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

4 - 7
ИЮНЯ 2013
БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАН

www.caspianoilgas.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE Moscow T + 7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group PLC T + 44 (0) 207 596 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com

Follow us on: facebook
http://www.facebook.com/ CaspianOilGas

РЕКЛАМА

ufi Approved Event

KIOGE

21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

ВЫСТАВКА
1-4
ОКТЯБРЯ 2013
Алматы • Казахстан
КЦДС «Атакент»

КОНФЕРЕНЦИЯ
3-4
ОКТЯБРЯ 2013
Алматы • Казахстан

www.kioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

РЕКЛАМА

ORGANISED BY ITE THE ITE GROUP

ITE Moscow T + 7 495 935 7350 E oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group PLC T + 44 (0) 207 596 5000 E oilgas@ite-exhibitions.com

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков

28 мая 2013 г.

НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"

---

12 сентября 2013 г.

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами

---

8 октября 2013 г.

НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями

---

5 декабря 2013 г.

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

март 2014 г.

НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru
Отель InterContinental Moscow Tverskaya

Новые встречи - новые возможности! **n-g-k.ru**

Серия конференций

«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ»

- **Супервайзинг бурения**
  25–26 апреля 2013
- **Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии**
  14–15 мая 2013
- **Управление рисками на предприятиях нефтегазовой отрасли**
  13–14 июня 2013
- **Управление инновациями в нефтегазовой отрасли**
  24–25 октября 2013
- **Противокоррозионная защита – ключ к энергетической и экологической безопасности**
  3–5 декабря 2013

oilconf

Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с Межрегиональной Общественной Организацией НТО нефтяников и газовиков приглашают Вас принять участие в серии конференций «Энергетическая безопасность России», которая состоится в 2013 году в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

info@oilconference.ru • +7 (495) 971 03 63 • www.oilconference.ru

ufi Approved Event

12–я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

MIOGE

25–28 ИЮНЯ 2013
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

11–й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

RPGC

25–27 ИЮНЯ 2013
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

ГЛАВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

РЕКЛАМА

www.mioge.ru
www.mioge.com

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»
Адрес: 428000, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 5
Тел.: (8352) 395-690
Факс: (8352) 627-267, 627-324
E-mail: cheaz@cheaz.ru

ЧЭАЗ
ЧЕБОКСАРСКИЙ ЭЛЕКТРОАППАРАТНЫЙ ЗАВОД

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

Проектирование систем электроснабжения объектов энергетики и промышленности;
Изготовление электротехнического оборудования напряжением 0,4-110 кВ;
Оказание услуг по монтажу, пусконаладочным работам, гарантийному и сервисному обслуживанию поставленного электрооборудования.

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Блочные комплектные трансформаторные подстанции БКТП 110/35/6(10) кВ;
Блочно-модульные трансформаторные подстанции БМКТП 6(10)/0,4 кВ;
Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки 10/0,4 кВ.

БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ

Закрытые распределительные устройства 6(10) кВ;
Общеподстанционные пункты управления 6(10)/35/110 кВ;
Блочно-модульные низковольтные комплектные устройства распределения энергии;
Блочные боксы пунктов контроля и управления;
Комплектные трансформаторные подстанции для погружных насосов.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НА НАПРЯЖЕНИЕ 6(10) КВ

Комплектные распределительные устройства серии КНВ 10, КСВ 10, КРУН КНВ 10;
Камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО 306, 306 ШВВ, КСО 307, КСО 202В, 202 ВМ, КСО 207В.

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА

НКУ распределения электроэнергии и управления электроприводами на токи до 4000 А с выдвижными и стационарными блоками для собственных нужд электрических станций, подстанций и промышленных объектов;
НКУ на базе микропроцессорных контроллеров для работы в АСУ ТП;
Шкафы оперативного постоянного тока ШОТВ;
Распределительные пункты, ящики распределения, управления и защиты.

УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Микропроцессорные устройства РЗА для защиты присоединений напряжением 6-35 кВ – серии БЭМП и БЭМП-РУ, напряжением 35-220 кВ – серии ШМ;
Электромеханические и микроэлектронные устройства РЗА для применения на энергообъектах классов напряжений 0,4-1150 кВ.

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ АППАРАТЫ УПРАВЛЕНИЯ

Контакторы постоянного и переменного тока, в т.ч. вакуумные на токи до 630 А;
Реле управления различных серий на токи до 16 А;
Магнитные пускатели на токи до 40 А;
Аппаратура ручного управления.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Регулируемые электроприводы;
Устройства плавного пуска электродвигателей УППВЭ 0,4-6(10) кВ;
Устройства компенсации реактивной мощности УККРМ;
Преобразователи частоты (ВЧРП) на напряжение 6-10 кВ.

ЧЭАЗ – НАДЕЖНОСТЬ, ПРОВЕРЕННАЯ ВРЕМЕНЕМ!

WWW.CHEAZ.RU

Спонсором Торгово-закупочной площадки является ОАО «Татнефть»

TATNEFT

Заказчиками «Торгово-закупочной площадки ОАО «Татнефть» (ТЗП) являются не только ОАО "Татнефть", Бугульминский механический завод, ОАО "ТАНЕКО", ООО "Татнефть - Нефтехимснаб", независимые нефтяные компании, а также ряд сервисных управляющих компаний.

Для увеличения количества поставщиков с 01.01.2013г. изменился порядок пользования Системой, обеспечивающей проведение торгово-закупочной деятельности на Торгово-закупочной площадке ОАО «Татнефть». Право доступа к торгам предоставляется Участникам на безвозмездной основе. Для участия в торгах необходимо зарегистрироваться (Раздел Регистрация) и пройти процедуру аккредитации на ТЗП. Информация о правилах прохождения аккредитации размещена в разделе Информация подраздел Инструкции. С ноября 2012 года для удобства и упрощением процедуры прохождения аккредитации внедрен Модуль аккредитации в Системе.

Специалисты ООО "Татинтек", Операторы ТЗП оказывают квалифицированное техническое сопровождение в течение всего процесса проведения электронных торгов.

www.etp.tatneft.ru

Тел.: 8 (8553) 30-51-67; 37-20-18
E-mail: tzp-tatneft@tatintec.ru

ЛИДЕР ПРОДАЖ

TÜV International Certification THÜRINGEN CERT ISO 9001:2008 TIC

OKTYABRSKY Paker

ОКТЯБРЬСКИЙ ПАКЕР

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

Патент на изобретение № 2412335

1ПРОК-ИВЭ-1

Скважинная компоновка

для добычи нефти **УЭЦН** с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности

БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ РИР

Данная компоновка позволяет:

- **Сократить затраты на РИР до 1 млн. руб.;**
- Надежно изолировать интервал негерметичности при помощи гидромеханического пакера;
- Обеспечить неразрывность силовой кабельной линии при монтаже;
- **Возможность монтажа при отрицательных температурах;**
- **Автоматически проводить самоочистку полости насоса при его остановке через клапан обратный;**
- Разъединить колонну НКТ в месте установки узла безопасности при прихвате внутрискважинного оборудования.

Реклама

Технические характеристики компоновки

Шифр	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр компоновки, мм	Диаметр проходного канала до клапана КОТ мм, не менее	Присоединительная резьба компоновки по ГОСТ 633-80	
	Условный диаметр	Толщина стенок			Верх (муфта)	Низ (ниппель)
1ПРОК-ИВЭ-1-118-50-250-Т150-К3-1	140	6,2-7,7	118	50	73	
	146	9,5-10,7				
1ПРОК-ИВЭ-1-122-50-250-Т150-К3-1	146	6,5-9,5	122			
1ПРОК-ИВЭ-1-142-60-250-Т150-К3-1	168	7-9	142	60	89	73
1ПРОК-ИВЭ-1-152-60-250-Т150-К3-1	178	7-12,7	152			

По приобретению обращаться

Хусаинов Альберт Раилевич
Заместитель директора по развитию сбыта и сервиса
Моб.: +7-927-233-83-94
Тел.: +7-34767-5-22-78
Skype: npf-paker
E-mail: market@npf-paker.ru

На вопросы по этой технологии ответит

Шамилов Фаат Тахирович
Инженер-технолог службы разработки скважинных технологий
8-927-965-18-82
8 (34767) 5-02-24
E-mail: skv-tehn@npf-paker.ru

452606, РФ, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7.
Тел.: (34767) 6-71-91, 6-63-64; Факс: (34767) 6-75-15 www.npf-paker.ru E-mail: mail@npf-paker.ru