

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№1 (33) МАРТ 2014



Стр. 41

ДЛИННОХОДОВЫЕ ЦЕПНЫЕ ПРИВОДЫ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

экономит более 50% электроэнергии на 1 тонну
добываемой нефти по сравнению с ЭПУ

ОАО «Татнефть»

ООО «Торгово-технический дом Татнефть»

423250, Россия, Республика Татарстан, Лениногорск, Чайковского, 33

+7 (85595) 9-28-92, 9-29-01

ttd@tatneft.ru

www.ttd.tatneft.ru

Дожимные компрессоры



Применение

- Подготовка топливного газа
- Сбор и компримирование газа для транспортировки
- Закачка попутного нефтяного газа в пласт

Винтовые

- 20-60 000 м³/час
- до 40 бар

Поршневые

до 600 бар

Рабочая среда

Углеводородсодержащие,
горючие и агрессивные
газы с содержанием
сероводорода
до 7% по объему

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 1 (33) март 2014 г.

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

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

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

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru
Турьянов М.А. / misha@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
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянин О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 03-14/04-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 10.03.2014
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

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

СОДЕРЖАНИЕ

А.В. Герасимов, И.В. Тябина	Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности	6
М.В. Швецов, А.М. Ярмухамедов, Д.С. Павлов	Энергоэффективные технологии и оборудование Бугульминского механического завода: Блок аппаратов воздушного охлаждения АВГ-320	8
Е.А. Зеленская, Т.В. Зеленская	Экспериментальное исследование органически модифицированных катализаторов в процессе облагораживания бензиновой фракции	15
Н.У. Маганов, Р.Д. Ремпель, И.Р. Хайдуров, А.А. Тихонов, Э.Г. Теляшев	Проектирование и освоение установки висбреинга на НПЗ ОАО «Танеко»	17
Ю.И. Реутов, В.В. Кривошеев	Основные источники техногенного загрязнения воздуха на территории ХМАО-ЮГРЫ и пути решения этой проблемы	19
В.Л. Шустер, С.А. Пунанова, А.В. Самойлова, Т.Н. Цаган-Манджиев	Некоторые результаты количественной оценки нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири	25
И.Г. Ященко	Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи	30
К.А. Ваганов	Результаты применения пороховых генераторов давления акустических для интенсификации добычи нефти	36
А.Е. Воробьев, Зарума Мартин Торрес	Анализ инновационных методов уменьшения песко- и водопритока при разработке обводненных месторождений нефти Эквадора	38
И.Ф. Калачёв, Е.В. Ульянов, А.Н. Меньшаев	Усовершенствованная конструкция цепного привода ПЦ 60-3-0,5/2,5	41
А.Г. Петрушенко	Гидродинамика для решения отраслевых задач	46
С.Н. Некрасов	Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК	48
А.А. Паранук, А.В. Никулин	Разработка Программы для расчета влагоемкости газа в программе Борланд Делфи 7.0	49
И.Н. Полшкова	Математическое моделирование динамики внедрения подземных вод при отработке газового месторождения	51
О.И. Егоров, О.А. Чигаркин	Диверсификация нефтегазовых транспортных систем Казахстана	55
М.В. Песин	Моделирование остаточного напряженного состояния резьбы на трубах нефтегазового сортамента в условиях поверхностного пластического деформирования	59
В.В. Шайдаков, В.В. Гроголенко, П.Г. Михайлов	Колтюбинговые трубы на основе полимерных материалов	62
Т.Т. Нигаматзянов, В.В. Аскерков, С.Г. Лебедев, Р.Р. Салимуллин, А.А. Евсеев, Р.Р. Курбангалиев, Р.Г. Гайсина	Результаты опытных эксплуатационных испытаний преобразователей гидростатического давления Сапфир-22-МП-ВН-ДГ, примененных для измерений расхода массы ингибитора коррозии	71

ISSUE:

Nº 1 (33) march 2014

GENERAL OFFICE:

N.Chebny, 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:

Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru

MANAGERS:

Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru
Mikhail Tur'yanyov / misha@runeft.ru

EDITORIAL 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
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

PRINTED:

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

ISSUE DATE:

10.03.2014

CIRCULATION:

10 000 copies

CONTENT

Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina

Laboratory equipment for the oil and gas industry..... 6

Elena A. Zelenskaya, Tat'yana V. Zelenskaya

Experimental study of organically modified catalysts in the process
of refining gasoline fraction 15

Nail' U. Maganov, Rudolf D. Rempel', Il'dar R. Khayrudinov,

Anatoliy A. Tikhonov, El'shad G. Telyashev
Design and development of visbreaking unit at JSC TANEKO Oil Refinery..... 17

Vladimir L. Schuster, Svetlana A. Punanova, Anna V. Samoilova, Timur N. Tsagan-Mandzhiev

Some results of quantitative estimation of oil and gas presence
in West Siberian basement rocks 25

Irina G. Yashchenko

Difficult-to-recover oils: physical and chemical properties and environmental
impacts of production 30

Konstantin A. Vaganov

The results of applying the powder pressure generator for acoustic stimulation
of oil production 36

Aleksandr E. Vorob'ev, Zaruma Martin Torres

Analysis of innovative methods to reduce water inflow of sand and watered
in the development of oil fields in Ecuador 38

Ivan F. Kalachev, Evgeniy V. Ul'yanov, Aleksandr N. Men'shaev

Advanced design of the chain drive PC 60-3-0,5 / 2-5 41

Arambiy A. Paranuk, Aleksandr V. Nikulin

Development program for the calculation of gas moisture capacity in Borland Delphi 7.0 49

Irina N. Polshkova

Math modelling of underground water infiltration dynamics in exhausted gas deposit 51

Oleg I. Egorov, Olga A. Chigarkina

Diversification of oil and gas transport systems of Kazakhstan 55

Mikhail V. Pesin

Simulation of the residual stressed state of thread on the pipes of oil and gas
assortment under the conditions for the surface plastic deformation 59

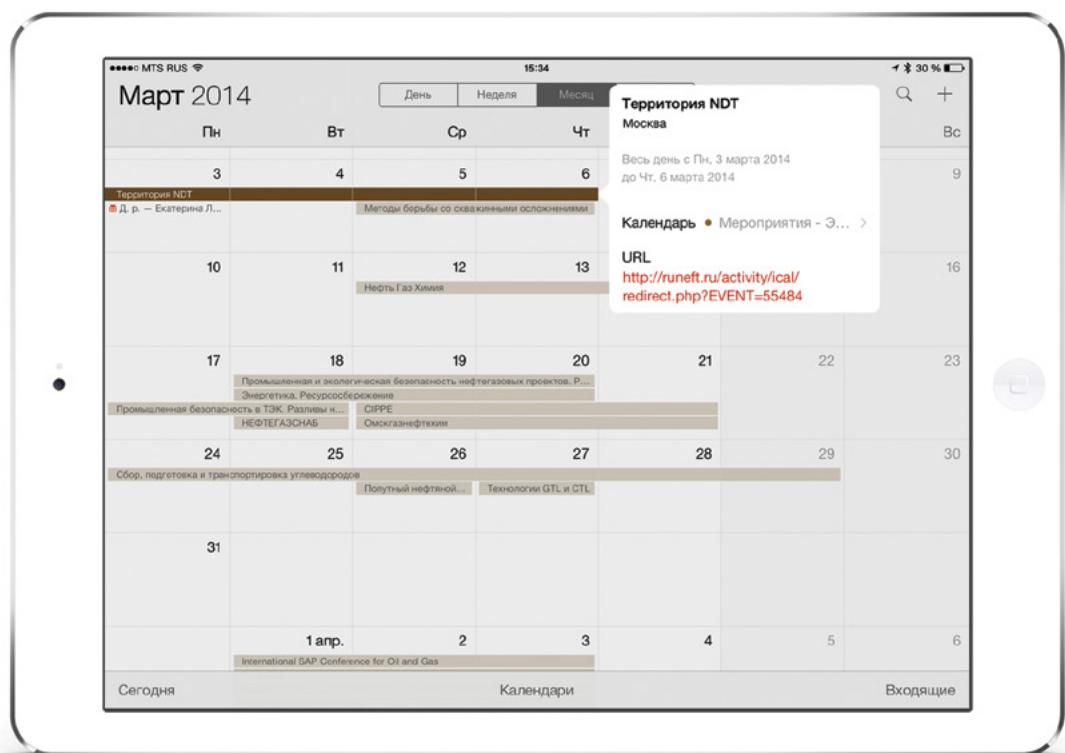
Vladimir V. Shaydakov, Vladimir V. Grogulenko, Pavel G. Mikhailov

Coiled tubing pipes based on polymer materials 62

Thomas T. Nigmatzyanov, Valery V. Askerkov, Sergey G. Lebedev, Rustem R. Salimullin,

Alexander A. Yevseyev, Ramil R. Kurbangaliev, Rezeda G. Gaisina

The results of experienced operational testing of converters hydrostatic pressure
Sapphire-22-MP-VN-DG applied for measurement of mass flow corrosion inhibitor 73



Календарь нефтегазовых мероприятий на iPad



Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов

магистр физики, начальник отдела продаж¹
Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина

генеральный директор¹
Tyabina@rvs-ltd.ru

—————
¹ООО «PBC», Санкт-Петербург, Россия

Компания ООО «PBC» основана в 1996 году и на сегодняшний момент является высокоеффективной, 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 граностава

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

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведении 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 флюoresценции 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 флюoresцентную 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 концентраций 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-UV21ANS является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения



Рис. 1 — SLFA 20



Рис. 2 — SLFA-UV21ANS 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 флуоресценции удалось достичь низкого уровня детектирования около зорр и большого диапазона измерений от зорр до 1wt%.

Предел детектирования серы в зорр 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



ENGLISH

LABORATORY EQUIPMENT

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:

Andrey V. Gerasimov — Master of Physics, Head of Sales¹; Gerasimov@rvs-ltd.ru
Irina V. Tyabina — General manager; Tyabina@rvs-ltd.ru¹

¹RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

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

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry.
Sulfur Analyzer.

Results

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

Conclusions

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

Keywords

sulfur analyzers, analyzers
granule composition

Энергоэффективные технологии и оборудование Бугульминского механического завода: Блок аппаратов воздушного охлаждения АВГ-320

М.В. Швецов
директор¹

А.М. Ярмухamedов
заместитель директора по маркетингу¹

Д.С. Павлов
инженер отдела маркетинга¹

¹Бугульминский механический завод
ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма,
Россия

Производство оборудования для получения жидкого аммиака.

Материалы и методы
ТУ3612-152-00220302-2009.

Ключевые слова
АВО, аппарат воздушного охлаждения, производство аммиака, аппарат, блок аппаратов

В конце 2013 года с целью решения задач по расширению номенклатуры выпускаемой продукции, на Бугульминском механическом заводе ОАО «Татнефть» был принят заказ по изготовлению аппарата воздушного охлаждения коллекторного типа с расчетным давлением 32,0 МПа и испытательным давлением 41,4 МПа, предназначенный для конденсации паров аммиака в непрерывном процессе получения жидкого аммиака.

В сжатые сроки были успешно реализованы мероприятия по подготовке производства, связанные с разработкой конструкторской и технологической документацией, изготовлением оснастки, закупкой нестандартных материалов. В части организации производственных работ был разработан поэтапный график изготовления данного оборудования, для обеспечения ежедневного контроля хода производства. В настоящее время в соответствии с графиком успешно завершены работы по проведению испытаний теплообменных секций, ведутся работы по контрольной сборке аппарата.

Оборудование поставляется в Республику Беларусь, г. Гродно, а это открывает новые перспективы для сотрудничества и

развития нашего завода.

Авторский надзор на стадии разработки рабочих чертежей и освоения производства осуществляется ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ». Рабочая документация на блок аппаратов передается ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ» в полном объеме и подлежит согласованию с ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ», как с автором технического проекта.

Назначение и область применения

Блок аппаратов воздушного охлаждения АВГ-КБ-604 предназначен для работы в макроклиматических районах с умеренным климатом. Климатическое исполнение «У1» со средней температурой воздуха в течение пяти суток подряд в наиболее холодный период не ниже минус 40°C, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Конструкция и принцип работы блока аппаратов

Блок аппаратов воздушного охлаждения АВГ-КБ-604 состоит из четырех аппаратов воздушного охлаждения комплектно-блочных, общей опорной металлоконструкции и общей коллекторной обвязки. Конструктивной



Рис. 1

особенностью данного аппарата является установка двух теплообменных секций одной на другую. Подобный подход применяется впервые при проектировании АВО. Каждая пара теплообменных секций обдувается потоком воздуха, нагнетаемого снизу тремя осевыми вентиляторами. В конструкции секции предусмотрена компенсация теплового расширения теплообменных труб, что исключает возможность повреждения соединения труб с распределительной коллекторной камерой продукта при тепловом расширении.

Теплообменная секция блока аппаратов состоит из трубного пучка, собранного из змеевиков, входной и выходной распределительной камеры коллекторного типа с укреплением отверстий для теплообменных труб «гребенкой». Теплообменные трубы в «гребенках» крепятся обваркой.

Теплообменная секция выполняется двухходовой с уклоном труб каждого хода 1:80 в направлении движения продукта. Теплообменные трубы должны быть цельные, без сварных швов. После процесса накатки оребрения трубы должны быть отмыты от следов СОЖ.

Блок аппаратов поставляется с коллекторами входа и выхода продукта. Условный диаметр коллекторов DN=400 мм, условное давление PN=32,0 МПа.

Теплообменные секции соединяются с коллекторами входа/выхода продукта при помощи продуктовых труб на месте эксплуатации. Блок аппаратов имеет вибростойкую конструкцию. Поддерживающие металлоконструкции состоят из стоек, ригелей и элементов жесткости, на которые опираются теплообменные секции. В металлоконструкциях блока аппаратов расположены диффузоры с коллекторами, в полости которых

вращаются колёса вентиляторов.

Приводом вентилятора служит тихоходный электродвигатель, расположенный под нижней теплообменной секцией. Электродвигатель имеет возможность работать на реверсе.

Электродвигатель может эксплуатироваться совместно с преобразователем частоты вращения, который предусматривается в электрической схеме. Преобразователь частоты вращения не входит в комплект поставки блока аппаратов.

Для возможности эксплуатации блока аппаратов в летний период работы при температуре воздуха, превышающей расчетную, блок аппаратов снабжен узлами увлажнения воздуха с запорной арматурой.

Три узла увлажнения воздуха расположены в каждом блоке вентиляторов, при этом разбрызгивающие форсунки расположены таким образом, чтобы исключить попадание влаги на электродвигатель. Давление воды в системе увлажнения не более 6 кгс/см².

Номинальный расход воды на один вентилятор определяется в процессе эксплуатации, расчетный расход воды на один вентилятор — 4 л/мин.

Увлажнение воздуха обычно используется в течение короткого (примерно 5 %) периода времени в году, когда температура окружающего воздуха превышает 28°C по сухому термометру.

При применении увлажнения температура окружающего воздуха снижается на несколько градусов и может достичь температуры влажного термометра.

Увлажнение достигается путем впрыскивания форсунками воды в поток воздуха, нагнетаемого вентилятором.

В процессе эксплуатации, в зависимости

от истинной температуры воды и качества распыла, расход воды на увлажнение может быть увеличен или уменьшен.

Показатели надежности

- Ресурс работы до капитального ремонта не менее 50 000 час.
- Наработка на отказ не менее 15 000 час.
- Межремонтный пробег — 3 года.
- Расчетный срок службы блока аппаратов (при скорости коррозии до 0,1 мм в год) не менее 20 лет.

Итоги

Конструкция данного комплекса аппаратов воздушного охлаждения является наиболее эффективной в процессе производства жидкого аммиака.

Выводы

Энергоэффективные технологии позволяют получать максимальные результаты с минимальными затратами.



Бугульминский механический завод

ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
423235, РФ, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Ленина, 14б
Т./Ф: +7 (85594) 7-63-35, 7-61-55, 9-15-10
bmz@tatneft.ru
www.bmz.tatneft.ru



Рис. 2



Станции подготовки воды «Водопад» и водонапорные станции



Гарантированная очистка пресной питьевой воды
по всем показателям СанПИН 2.1.4.1074-01.

Технические характеристики

- блочное исполнение полной заводской готовности;
- производительность от 5 до 8000 м³/сут.
(с дополнительными модулями – до 25 000 м³/сут.).

Водонапорные подстанции собственного производства.

Преимущества

- не требуется подогрев исходной воды;
- очищенная вода имеет нулевой индекс токсичности;
- потери питьевой воды сокращаются до 2,5-3 %;
- использование электроагрегатных осадков
в качестве вторичного коагулянта при очистке
сточных вод;
- сокращение расхода топлива на 25-50 %;
- увеличение срока службы котлов в 4-5 раз;
- минимальная численность персонала;
- низкие эксплуатационные расходы.

ООО «ТюменНИИгипрогаз»
625019 г. Тюмень, ул. Воровского, 2
<http://www.tngg.ru>
<http://zavod.tngg.ru>

ОТДЕЛ МАРКЕТИНГА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ЗАВОДА
тел.: (3452) 284-315, факс: (3452) 284-392

Российская локальная система управления морским двухтопливным газотурбинным двигателем

Пермским предприятием ОАО «СТАР», центром компетенции Объединенной двигателестроительной корпорации в области агрегатостроения, создана комплексная система автоматического управления морским двухтопливным газотурбинным двигателем Е70/8РД, разработки и производства ОАО «НПО «Сатурн». Локальная система управления двигателя Е70/8РД отвечает за управление режимами работы, ограничение предельных режимов, подачу и дозирование жидкого и газообразного топлива в камеру горения на всех режимах работы двигателя, автоматический переход с одного вида топлива на другое, поддержание частоты вращения свободной турбины, учет наработки ГТД, представление оператору информации о работе ГТД. Срок службы агрегатов системы управления до

первого ремонта составляет 25000 часов.

Уникальный гражданский ГТД Е70/8РД морского исполнения с автоматическим переходом с жидкого (дизельного) топлива на газообразное без потери мощности предназначен для электростанций на объектах нефтегазового комплекса, связанных с береговой линией, шельфовой зоной, с возможным применением на буровых платформах, погрузочно-разгрузочных терминалов, заводов по сжижению газа и плавучих электростанций.

Комплексная система состоит из электронной части, блока топливопитания жидким топливом и блока топливопитания газовым топливом.

Электронная часть, созданная на российской и зарубежной элементной базе промышленного применения, имеет

высокую степень автоматизации, позволяющую сократить количество обслуживающего персонала.

Блок газотопливной системы и блок агрегатов жидкотопливной системы реализованы с использованием современных материалов, комплектующих российского производства для морских условий и требований по взрывозащите.

В 2011 году двухтопливный двигатель Е70/8РД морского исполнения совместно с локальной системой управления прошел государственные испытания. В 2013 году локальная система управления сертифицирована на соответствие требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».



ОАО «СТАР»
614990, Пермь, ул. Куйбышева, 140А
Тел.: +7 (342) 249-32-07
Факс: +7 (342) 281-21-79
e-mail: star@ao-star.ru
www.ao-star.ru

www.gias.ru

ГРУППА КОМПАНИЙ «ВОКЭНЕРГОМАШ» -ПРОЕКТИРОВАНИЕ, КОНСТРУИРОВАНИЕ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПОСТАВКА НЕСТАНДАРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Продукция:

- Колонное оборудование
- Насосное оборудование
- Емкостное оборудование
- Теплообменное оборудование
- Перемешивающие аппаратуры
- Роторно-пленочные испарители реактора
- Сгустители
- Ферментационное оборудование

Сфера деятельности нашей компании распространяется на возведение объектов (проектирование, комплектация, строительно-монтажные работы) для химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, газовой, энергетической отраслей

Услуги:

- Проектирование промышленного и гражданского строительства
- Проектирование нестандартного оборудования
- Рабочее проектирование
- Комплектация технологического оборудования
- Размещение заказов на изготовление оборудования на машиностроительных заводах
- Организация доставки оборудования на место монтажа
- Авторский надзор за строительством, изготовлением, монтажом и эксплуатацией

ГК «ВОКЭНЕРГОМАШ», 603032, г. Нижний Новгород, ул. Памирская, 11; тел.: (831) 220-29-02, 220-29-03.



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



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

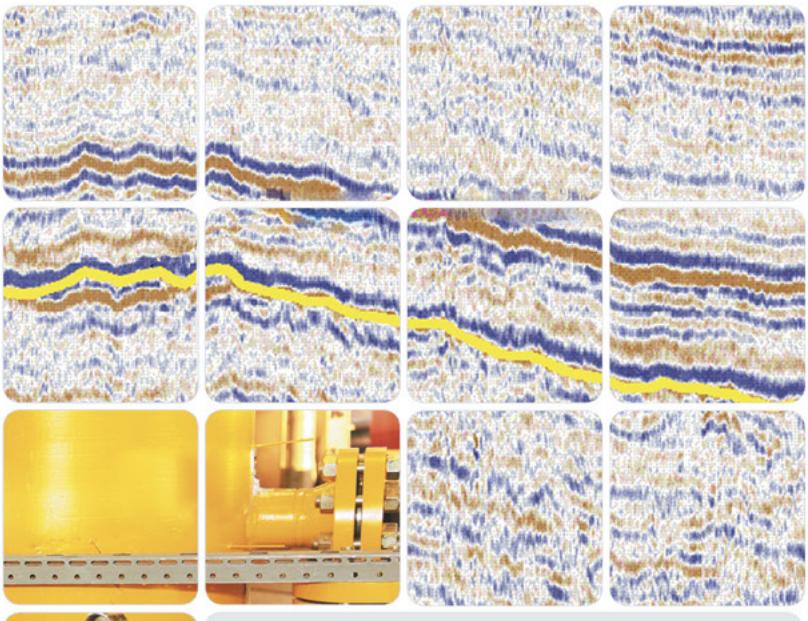
- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое 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 также 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.



ООО «ТюменНИИгипрогаз»
дочернее общество со 100%
участием ОАО «Газпром»

основано в 1966 году

- ▶ **научные исследования**
в области геологии, геофизики,
разработки и эксплуатации газовых
месторождений;
- ▶ **проектирование разработки**
и обустройства газовых
месторождений;
- ▶ **производство оборудования**
для газовой отрасли и
водоподготовки.



625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2
тел.: (3452) 286-481, факс: (3452) 274-045
www.tngg.ru





Более 40 лет крупнейшие компании нефтегазохимической отрасли выбирают продукцию ООО «Глазовский завод «Химмаш». Завод долгосрочно сотрудничает с сотней заказчиков по всей России. За последние пять лет нами успешно произведено две тысячи единиц оборудования.

Проектирование, производство, монтажные работы:

- теплообменное оборудование;
- колонное оборудование;
- реакторное оборудование;
- емкостное оборудование;
- оборудование для АЭС;
- строительные металлоконструкции;
- металлоконструкции для подъемно-транспортных механизмов.

**Общество с ограниченной ответственностью
ГЛАЗОВСКИЙ ЗАВОД ХИММАШ**

427620, Удмуртская Республика,

г. Глазов, Химмашевское шоссе, 9

Тел./факс: +7 (34141) 3-70-60 / 3-64-40

office@himmash.org commerce@himmash.org

www.zavodhimmash.ru



СИБСТРОНГ

Горелки мазутные. Сделано в Новосибирске



Вас приветствует компания СибСтронг – производитель автоматических дутьевых горелок марки ILKA-N, работающие на тяжелых мазутах, сырой нефти, газо- конденсате, отработанных автомобильных масел и др. нефтепродуктах.

Разработанные конструктивные элементы горелки позволяют стабильно работать в сложных условиях эксплуатации (влажность, запыленность, вибрация, высокие температуры), при этом проста в эксплуатации и обслуживании.

ВСЕГДА В НАЛИЧИИ ВСЕ НЕОБХОДИМЫЕ КОМПЛЕКТУЮЩИЕ.

Высококвалифицированные технические специалисты Центра сервисного обслуживания готовы ответить на все вопросы связанные с подключением и работы горелок.

Адрес: 630039, Россия, г. Новосибирск, ул. Автогенная, д. 144, оф. 3, 4

Телефон: +7 (383) 344-98-76, 267-35-59, 291-14-56

E-mail: info@sibstrong.com

www.sibstrong.com

Экспериментальное исследование органически модифицированных катализаторов в процессе облагораживания бензиновой фракции

Е.А. Зеленскаяинженер 2 категории¹, аспирант²
ZelenskayaEA@injgeo.ru**Т.В. Зеленская**кандидат технических наук, доцент²
Veterok1115@rambler.ru¹ЗАО «НИПИ «ИнжГео», Краснодар, Россия²Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

В настоящее время при разработке и усовершенствовании процессов глубокой переработки нефти необходим новый подход к решению существующих экономических и экологических проблем, связанных с большими энергетическими затратами и загрязнением окружающей среды. Достижения последних лет в химии расплавов солей, как правило, образованных органическими катионами, которые принято называть ионными жидкостями могут частично решить обозначенные проблемы. В основу настоящей работы легло создание новых катализаторов процесса облагораживания для получения высокооктановых углеводородных фракций. Предлагаемый способ позволяет добиться значительного повышения октанового числа моторного топлива и, как следствие, улучшения его эксплуатационных характеристик, при малых энергетических затратах.

Материалы и методы

Органически модифицированный цеолитсодержащий катализатор.

Ключевые слова

октановое число, автомобильный бензин, цеолитный катализатор, облагораживание

В связи с резким ухудшением мировой экологической обстановки, перед исследователями остро всталась проблема производства высококачественного моторного топлива на высокоеффективных, экологически приемлемых катализаторах. В основу настоящей работы легло создание новых контактов процесса облагораживания для получения высокооктановых углеводородных фракций.

В данном случае определяется возможность использования солей оксазолония, обладающих свойствами ионных жидкостей в исследуемом температурном интервале в качестве модифицирующей добавки к цеолитсодержащему катализатору при облагораживании прямогонных бензиновых фракций [1–3].

Для подробного рассмотрения полного спектра химических превращений, протекающих на активных центрах катализатора, на первом этапе работы в качестве сырья процесса облагораживания были использованы углеводороды алканового ряда неразветвленного строения. На рис. 1 приведен хроматографический анализ углеводородной смеси, полученной при облагораживании модельного углеводорода — н-гептана на цеолитсодержащем катализаторе, модифицированном перхлоратом оксазолония.

В данном случае рис. 1 наглядно демонстрирует протекание различных химических реакций, ведущая роль среди которых несомненно принадлежит реакции изомеризации. Состав катализата представляет собой смесь углеводородов различных гомологических рядов с преобладанием аренов и изоалканов. Стоит отметить, что хроматографический анализ полученной смеси ароматических соединений показал преобладание в их составе толуола и ксиола в виде мето-изомера.

Следующий этап проводимой работы был посвящен процессу облагораживания низкооктанового бензина на органически модифицированных цеолитных катализаторах. Исследования, проведенные в лабораторных условиях, показали наличие широкой гаммы превращений сырьевой бензиновой фракции при температурах, существенно более низких (до 200°C), чем на аналогичных цеолитных катализаторах, модифицированных солями металлов. Согласно данным хроматографического анализа (рис. 2), в составе катализата, полученного при 150°C преобладают алканы изомерного строения, что объясняется протеканием реакций алкилирования и изомеризации [4–5]. По всей видимости именно увеличение количества изомерных алканов обуславливает значительное повышение октанового числа в ходе реакции (от 52 до 59 пунктов по моторному методу), так как в продукте, являющимся компонентом моторного топлива, наблюдается низкое содержание ароматических углеводородов (5–7%), из которых на долю бензола приходится менее 1%.

Полученные результаты можно объяснить существенным повышением количества активных центров, образованных при обработке каталитической поверхности катионами сильной органической кислоты. Вместе с тем, встречный эксперимент с нанесением на исходный катализатор хлорной кислоты не привел к стабильным результатам. Время работы подобного образца не превысило 5 часов, без утраты первоначальной активности из-за быстрого образования кокса, в то время как образец с солью оксазолония продолжал сохранять свою активность в течение длительного времени [6].

Безусловно, обращает на себя внимание, что при использовании таких контактов в промышленных масштабах можно говорить о значительном снижении тепловой нагрузки на экосистемы и создании основы для нового процесса «зеленой химии». Стоит также отметить высокое качество полученного катализата, а именно значительное содержание изомерных алканов и относительно невысокое количество ароматических соединений, присутствие которых в товарном продукте ограничивается экологическими требованиями Международных стандартов.

Таким образом, одним из возможных решений проблемы создания экологически чистого производства высокооктанового, качественного автомобильного топлива из продуктов первичной переработки нефтяного и газоконденсатного сырья, является использование низкотемпературных расплавов солей в качестве промотирующих агентов цеолитсодержащих катализаторов.

Итоги

При использовании органически модифицированных цеолитных катализаторов в качестве контактов процесса облагораживания бензиновой фракции в промышленных масштабах можно говорить о значительном снижении тепловой нагрузки на экосистемы и создании основы для нового процесса «зеленой химии». Стоит отметить высокое качество полученного катализата, а именно значительное содержание изомерных алканов и относительно невысокое количество ароматических соединений, присутствие которых в товарном продукте ограничивается экологическими требованиями Международных стандартов.

Выводы

Одним из возможных решений проблемы создания экологически чистого производства высокооктанового, качественного автомобильного топлива из продуктов первичной переработки нефтяного и газоконденсатного сырья, является использование низкотемпературных расплавов солей в качестве промотирующих агентов цеолитсодержащих катализаторов.

Список используемой литературы

1. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Особенности облагораживания прямогонного бензина на органически модифицированных цеолитных катализаторах // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 2 (27). С. 92–94.
2. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Исследование процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций на органически модифицированных цеолитных катализаторах // Бурение и нефть. 2012. № 10. С. 21–22.
3. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Новое направление процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций // Газовая промышленность. 2013. № 06 (691). С. 94–95.
4. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Управление процессом каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции посредством изменения термических параметров реакции // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 4 (29). С. 21–22.
5. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Облагораживание низкооктановой бензиновой

фракции на органически модифицированных цеолитных катализаторах — шаг на пути к снижению энергозатрат в процессе вторичной переработки нефтяного сырья // Бурение и нефть. 2013. № 9. С. 37–38.

6. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Применение органически модифицированных цеолитных катализаторов в качестве контактов процесса облагораживания низкооктанового бензина — ключ к улучшению качества моторных топлив // Бурение и нефть. 2013. № 10. С. 23–24.

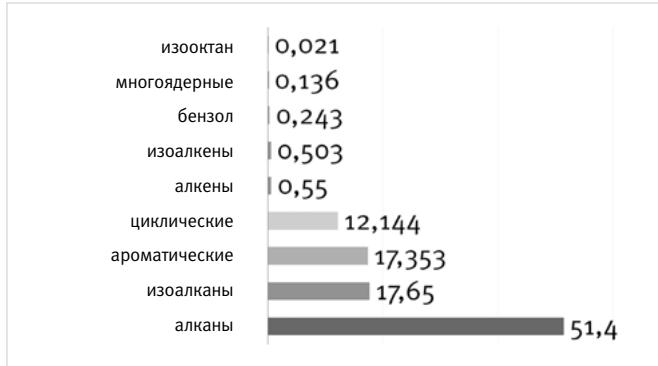


Рис. 1 — Хроматографический анализ углеводородной смеси

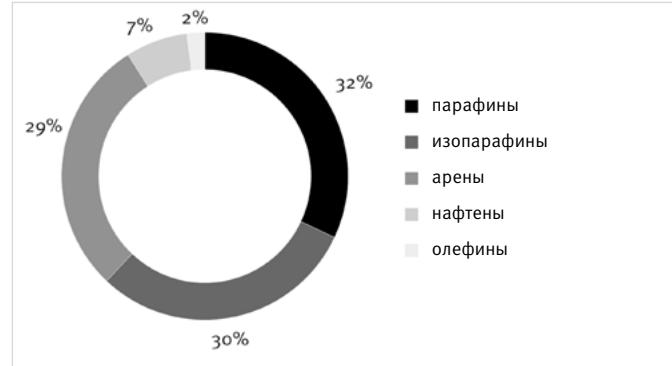


Рис. 2 — Данные хроматографического анализа

ENGLISH

OIL REFINING

Experimental study of organically modified catalysts in the process of refining gasoline fraction

UDC 665.62

Authors:

Elena A. Zelenskaya — 2-nd category engineer¹, graduate student²; zelenskayaEA@injgeo.ru

Tat'yan V. Zelenskaya — ph.d., associate professor²; veterok1115@rambler.ru

¹RDI “InjGeo”, Krasnodar, Russian Federation

²Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

Abstract

At present the development and improvement of processes deep oil refining requires a new approach to solving the current economic and environmental problems associated with large energy costs and environmental pollution. And recent advances in the chemistry of salt melts, usually formed by organic cations, which are known as ionic liquids can partially solve the problems indicated. The basis of this work inspired the creation of new catalysts for refining to produce high-octane hydrocarbon fractions. The proposed method allows to achieve a significant increase in the octane number of

engine fuels and, consequently, improving its performance, at low energy cost.

Materials and methods

Organically modified zeolite catalyst.

Results

When organically modified zeolite catalysts using as contacts gasoline in the refining process to industrial scale can talk about a significant decrease in the thermal load on the ecosystem and create a basis for a new process of “green chemistry”. It is worth noting the high quality of the resulting catalyst, namely a significant content of

isomeric alkanes and relatively low amount of aromatic compounds whose presence in the product is limited to product environmental requirements of the International Standards.

Conclusions

One possible solution to the problem of creating environmentally friendly production of high-octane, high-quality motor fuels from primary products of oil and gas condensate feedstock is to use low-temperature molten salts as promoter agents zeolite catalysts.

Keywords

octane gasoline, zeolite catalyst upgrading

References

1. Zelenska E.A., Zelenska T.V. *Osobennosti oblagorazhivaniya pryamogonnogo benzina na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh* [Features upgrading of virgin gasoline on organically modified zeolite catalysts]. *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 2 (27), pp. 92–94.
2. Zelenska E.A., Zelenska T.V. *Issledovanie protsesssa oblagorazhivaniya nizkooktanovykh uglevodordnykh fraktsiy na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh* [Investigation of the process of refining low octane hydrocarbon fractions to organically modified zeolite catalysts]. *Burenje i neft'*, 2012, issue 10, pp. 21–22.
3. Zelenska E.A., Zelenska T.V. *Novoe napravlenie protsesssa oblagorazhivaniya nizkooktanovykh uglevodordnykh fraktsiy* [The new direction of the process of refining low octane hydrocarbon fractions]. *Gas Industry*, 2013, issue 6 (691). pp. 94–95.
4. Zelenska E.A., Zelenska T.V. *Upravlenie protsessom kataliticheskogo oblagorazhivaniya pryamogonnoy benzinovoy fraktsii posredstvom izmeneniya termicheskikh parametrov reaktsii* [Managing the process of catalytic refining virgin gasoline fraction by changing thermal reaction parameters]. *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 4 (29), pp. 21–22.
5. Zelenska E.A., Zelenska T.V. *Oblagorazhivanie nizkooktanovoy benzinovoy fraktsii na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh — shag na puti k snizheniyu* [Application of organically modified zeolite catalysts as contacts refining low-octane gasoline is key to improving the quality of motor fuels]. *Burenje i neft'*, 2013, issue 10, pp. 23–24.

energozatrat v protsesse vtorichnoy pererabotki neftyanogo syrya] [Refinement of low-octane gasoline fractions on organically modified zeolite catalysts is step on the way to reduce energy consumption in the process of recycling oil feedstock]. *Burenje i neft'*, 2013, issue 9, pp. 37–38.

6. Zelenska E.A., Zelenska T.V. *Primenenie organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorov v kachestve kontaktov protesssa oblagorazhivaniya nizkooktanovogo benzina — klyuch k uluchsheniyu kachestva motornykh topliv* [Application of organically modified zeolite catalysts as contacts refining low-octane gasoline is key to improving the quality of motor fuels]. *Burenje i neft'*, 2013, issue 10, pp. 23–24.

Проектирование и освоение установки висбрекинга на НПЗ ОАО «Танеко»

Н.У. Маганов

генеральный директор¹

urnin@tatneft.ru

Р.Д. Ремпель

к.т.н., советник начальника управления по реализации нефти и нефтепродуктов¹

И.Р. Хайрудинов

д.х.н., проф., заведующий отделом фундаментальных исследований²

А.А. Тихонов

к.т.н., заведующий лабораторией оборудования процессов нефтепереработки²

tikhonov@inhp.ru

Э.Г. Теляшев

д.т.н., профессор, член-корр.³, советник президента Республики Башкортостан по вопросам нефтедобычи, нефтепереработки и нефтехимии, директор²

telyashev@inhp.ru

¹ОАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²ГУП ИНХП РБ, Уфа, Россия

³АН РБ, Уфа, Россия

Для переработки высоковязких гудронов, получаемых на НПЗ ОАО «ТАНЕКО» из девонских и карбоновых нефей Татарстана, спроектирована, построена и освоена установка висбрекинга мощностью 2,4 млн. тонн сырья в год. На установке использованы технические решения, обеспечивающие снижение вязкости сырья более чем в 20 раз. Продуктами установки являются топливный газ, сероводород, нефть и крекинг-остаток отвечающий основным требованиям на котельное топливо. Реализация данной технологии позволила достичь глубины переработки нефти на НПЗ равной 72%.

Ключевые слова

высоковязкие остатки нефей Татарстана, процесс висбрекинга, эффективные технические решения, получаемая продукция, глубина переработки нефти

С углублением переработки нефти сырьем для получения котельных топлив становятся тяжелые и высоковязкие гудроны с значительным содержанием смол и асфальтенов. В этой связи существенно возросла роль процесса висбрекинга [1, 2]. Включение висбрекинга в схемы переработки нефти позволяет более полно отбирать вакуумный газойль на установках АВТ и с небольшими затратами превращать высоковязкие гудроны в котельное топливо.

Введение в эксплуатацию в феврале 2012 г. установки висбрекинга гудрона, получаемого на головной установке ЭЛОУ-АВТ-7 НПЗ ОАО «ТАНЕКО», позволило заводу достигнуть глубины переработки нефти – 72% [3].

Проектирование установки висбрекинга было выполнено институтом ГУП «ИНХП РБ», который сам же разработал на лицензионной основе базовый проект технологии, обеспечивающей достижение оптимальной глубины термической конверсии высоковязких вакуумных остатков девонской и карбоновой нефей РТ с получением в итоге котельного топлива марки М-100.

На рис. 1 представлена принципиальная схема данной установки висбрекинга, имеющей проектную мощность 2,4 млн. тонн/год.

Гудрон после дозирования в него турбулизатора (керосиновой фракции) предварительно нагретый в теплообменниках поступает двумя потоками в трубчатые печи П-1, П-2 и далее с температурой 440–450°C в реакторы Р-1, Р-2. Благодаря выбранным конструкциям змеевиков печей и реакторов реакционная масса висбрекинга пребывает в этих аппаратах не более 12 минут и после захолаживания дистиллятным квенчом поступает с температурой 390–395°C в зону питания колонны фракционирования К-1. Из колонны К-1 выводятся сверху – газ и пары нефти, сбоку – керосиновая фракция, снизу – нестабильный крекинг-остаток. Избыточное тепло в колонне К-1 отводится потоком циркуляционного орошения, выводимого из аккумулятора и охлажденного в змеевике кипятильника Т-4 колонны стабилизации нефти К-4, а затем в змеевике парогенератора Т-5. После этого охлажденный поток циркуляционного орошения частично

подается в качестве квенча в поток реакционной массы, выводимой из реакторов Р-1, Р-2 в К-1. Остальная часть потока циркуляционного орошения возвращается в колонну К-1 выше зоны питания. Одновременно сбоку колонны К-1 (из аккумулятора) самотеком выводится газойлевая фракция, которая перепускается в колонну стабилизации крекинг-остатка К-3. Вывод керосиновой фракции из К-1 осуществляется через отпарную колонну К-2, пары с верха К-2 подаются выше точки ввода газойля в колонну К-3.

Такой режим работы фракционирующей колонны К-1 устраняет присутствие в дистилляте колонны паров воды, что исключает возникновение коррозионной среды в верхней части К-1 и в конденсаторе-холодильнике BX-1.

В колонне К-3, работающей в условиях подачи водяного пара в низ колонны, осуществляется отпарка остатка газа и бензиновых углеводородов от кубового продукта. В результате формируется стабильный крекинг-остаток, выкипающий выше 150°C, который после охлаждения в теплообменнике Т-1 частично возвращается в К-3 в смеси с потоком нестабильного крекинг-остатка для снижения температуры низа колонны К-3 до 270°C, остальная часть крекинг-остатка выводится с установки. В результате такой обработки стабильный крекинг-остаток содержит минимум сероводорода (около 2 ppm), что существенно сокращает расходы на серопоглощающую присадку для доведения его качества до требований ГОСТ на котельное топливо.

Газы и пары, выводимые сверху колонн К-1, К-3, конденсируются, охлаждаются и разделяются соответственно в рефлюксных емкостях Е-1 и Е-2.

Дистилляты этих колонн (нафта) частично возвращаются в виде острого орошения на верх колонн К-1, К-3, а их основная часть после смешения идет в колонну стабилизации К-4 двумя потоками. Верхний поток нефти с температурой 40°C выполняет функцию острого орошения, а нижний поток нефти после подогрева поступает в зону питания К-4. Газы, отводимые с верха К-4, перепускаются в шлемовую линию вывода паров из колонны К-1 и далее в

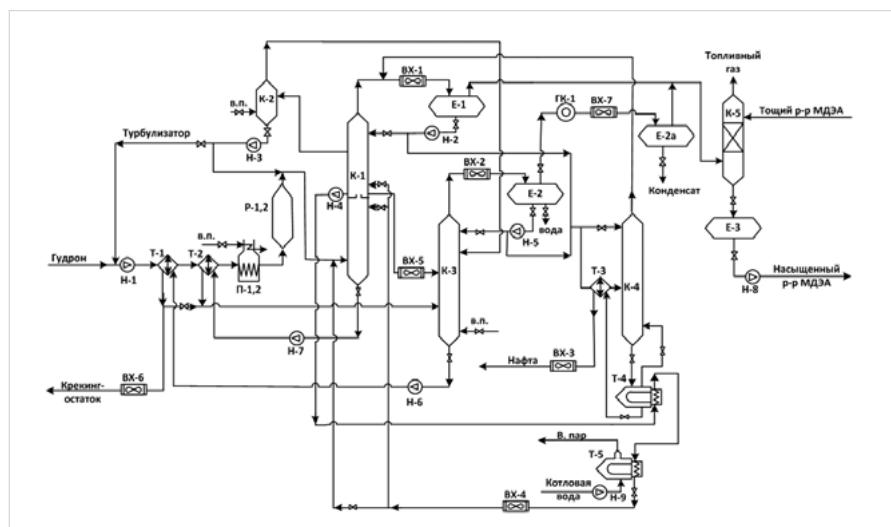


Рис. 1 – Принципиальная схема установки висбрекинга ОАО «Танеко»

конденсатор-холодильник ВХ-1. Кубовый продукт колонны К-4 стекает в кипятильник Т-4, а затем выводится с низа кипятильника Т-4 после охлаждения в Т-3, ВХ-3 с установки в виде стабильной нафты.

Потоки газа с верха рефлюксной емкости Е-1 и газа с верха рефлюксной емкости Е-2 (после компрессирования) объединяются и подаются в колонну К-5 аминной очистки от сероводорода. В качестве абсорбента на верх колонны К-5 подается 45%-ный раствор метилдиэтаноламина. Сверху абсорбера К-5 выводится топливный газ, не содержащий сероводорода. Сероводород (в составе аминного раствора) откачивается в десорбер установки производства элементной серы.

В результате такого оформления процесса висбреинга товарными продуктами на установке являются топливный газ, сероводород, стабильная нафта и крекинг-остаток. На установке снижается до минимума возможность образования кислой воды.

Выбранные в проекте технические решения [4] позволяют добиться снижения вязкости гудронов, перерабатываемых на установке, в 20–30 раз.

Следует отметить, что возможным сырьем

при таком варианте оформления процессы висбреинга могут стать тяжелые нефти, отличающиеся высокой плотностью (более 920–960 кг/м³) и повышенной вязкостью, препятствующей их транспортировке по трубопроводам. В этом случае разработанная технология висбреинга имеет хорошие перспективы для организации производства синтетических нефтей из тяжелых нефтей, транспортировка которых на НПЗ станет беспрепятственной.

В таб. 1 представлены данные по материальным балансам установки (проектные и фактически достигнутые). В таб. 2 представлены данные по анализам образцов сырья и полученного стабильного крекинг-остатка.

Из таб. 1 видно, что достигнутые фактические показатели практически полностью совпадают с проектными материальными балансами по выходу нафты и крекинг-остатка.

В процессе висбреинга из гудрона вязкостью при 100°C равной 1074 сСт получается крекинг-остаток вязкостью 52 сСт, что практически соответствует требованиям на котельное топливо марки М-100 (вязкость при 100°C до 50 сСт). Другие параметры, определяющие качество котельного топлива (температура вспышки, содержание серы) полностью

удовлетворяют требованиям ГОСТ 10585-99.

Итоги

Отметим, что в ходе висбреинга гудрона происходит практическое снижение вязкости сырья в 20,6 раз, это свидетельствует о высокой эффективности процесса, и согласуется с данными пилотных экспериментов [4].

Выводы

Реализация данной технологии позволила достичь глубины переработки нефти на НПЗ равной 72%.

Список

используемой литературы

- Сотникова Т.А., Соснова Н.А. Химия и технология топлив и масел. 2004. №2. С. 38–39.
- Ефремов А.В., Мячин С.М. и др. Химия и технология топлив и масел. 2010. №4. С. 14–18.
- Инфо-ТЭК. 2013. №1. С. 72–76.
- Хайрудинов И.Р., Тихонов А.А. и др. Висбреинг высокосернистого сырья. Материалы МНПК. Нефтегазопереработка – 2012. Уфа: ГУП ИНХП РБ, 2012. С. 72–76.

Показатели	Проектные данные		Фактические данные	Показатели	Исходный гудрон	Стабильный крекинг-остаток
	гудрон девонской нефти	гудрон карбоновой нефти				
1. Взято: гудрон, % масс.	100,00	100,00	100,00	1. Плотность при 20°C, кг/м ³	1002,3	998,7
2. Получено:				2. Содержание серы, %	2,67	2,33
- топливный газ	3,26	3,01	2,03	3. Вязкость кинематическая при 100°C, сСт	1074	52
- сероводород	0,34	0,89	0,48	4. Вязкость условная по ГОСТ 11503, сек.	192	8
- нафта	4,80	3,30	4,83	5. Температура вспышки в открытом тигле, °C	284	138
- крекинг-остаток	91,40	92,60	92,50			
- потери	0,20	0,20	0,54			
Всего	100,00	100,00	100,00			

Таб. 1 – Материальные балансы установки висбреинга (проектные и фактически достигнутые)

Показатели	Исходный гудрон	Стабильный крекинг-остаток
1. Плотность при 20°C, кг/м ³	1002,3	998,7
2. Содержание серы, %	2,67	2,33
3. Вязкость кинематическая при 100°C, сСт	1074	52
4. Вязкость условная по ГОСТ 11503, сек.	192	8
5. Температура вспышки в открытом тигле, °C	284	138

Таб. 2 – Результаты анализов сырья и крекинг-остатка

ENGLISH

OIL REFINING

Design and development of visbreaking unit at JSC TANEKO Oil Refinery

UDC 66.092+69.01

Authors:

Nail' U. Maganov — general manager¹; urnin@tatneft.ru

Rudol'f D. Rempel' — ph.D., advisor to the chief of the office of crude oil and petroleum products¹

Il'dar R. Khayrudinov — professor, head of basic research²

Anatoliy A. Tikhonov — ph.D., head of the laboratory equipment refining processes²; tikhonov@inhp.ru

El'shad G. Telyashev — professor, Corresponding Member³, advisor to the president of the Republic of Bashkortostan on oil production, refining and petrochemicals, director²; telyashev@inhp.ru

¹Tatneft, Almetyevsk, Russian Federation

²Institute of Petroleum Refining and Petrochemistry of the RB, Ufa, Russian Federation

³RAS RB, Ufa, Russian Federation

Abstract

Visbreaking unit with capacity of 2,4 million tons of feed a year was designed, constructed and utilized to process high-viscosity tars produced at JSCTANEKO Oil Refinery from Devonian and carboxylic oils of Tatarstan Republic. Technical solutions providing more than 20 times feed viscosity decrease are used at the unit. Products of the unit are fuel gas, hydrogen sulfide, naphtha and cracking residue meeting the

main requirements of fuel oil. Realization of this technology allowed reaching oil refining efficiency at the refinery equal 72%.

Results

Note that during the visbreaking unit occurs pragmatic decrease in the viscosity of raw materials 20.6 times it testifies to the high efficiency process, and is consistent with the data pilot experiments [4].

Conclusions

Realization of this technology allowed reaching oil refining efficiency at the refinery equal 72%.

Keywords

high-viscosity Tatarstan oil residue, visbreaking process, effective technical solutions, production, oil refining efficiency

References

- Sotnikova T.A., Sosnova N. A. Chemistry and technology of fuels and oils, 2004, issue 2, pp. 38–39.
- Efremov A.V., Myachin S. M. and others. Chemistry and technology of fuels and oils,
- 2010, issue 4, pp. 14–18.
- Oil and gas magazine «Info-TEK», 2013, issue 1, pp. 72–76.
- Khayrudinov I.R., Tikhonov A.A. and others. Visbreaking of high-sulfur feed. Materials of International research and training

conference "Oil and Gas Processing – 2012". Ufa Publishing house of State Unitary Enterprise Institute of Petroleum Refining and Petrochemistry of Bashkortostan Republic, 2012, pp. 72–76.

Основные источники техногенного загрязнения воздуха на территории ХМАО-ЮГРы и пути решения этой проблемы



Ю.И. Реутов
д.т.н., профессор, директор¹



Б.В. Кривошеев
д.т.н., профессор, главный аналитик¹

¹Автономное учреждение «Технопарк высоких технологий», ХМАО-Югра, Россия

Основными стационарными источниками техногенного загрязнения атмосферного воздуха в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре являются трубы печей и факелы.

По данным государственной статистической отчетности 2-ТП (воздух), в 2012 году выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу на территории округа составили 2 429,49 тыс. т, в том числе: твердых ЗВ — 119,091 тыс. т (на долю которых приходится 4,9%); газообразных и жидких ЗВ — 2 310,401 тыс. т (составляющих 95,1% от всего объема).

В 2011 году при объеме выбросов 2 353,007 тыс. т на долю твердых ЗВ пришлось 4,95% (116,514 тыс. т), а газообразных и жидких ЗВ — 95,05% (2 236,493 тыс. т).

В целом за последние 5 лет на долю твердых ЗВ приходится около 5–6% годовых выбросов, газообразных и жидких — около 94–95%. Среди газообразных основную массу составляет оксид углерода — около 44–52% от общего объема выбросов в атмосферу, летучие органические соединения (ЛОС) составляют около 21–30%, углеводороды (ЛОС) — около 14–24%, оксиды азота — около 3–6%, диоксид серы — около 0,1–0,3%.

На долю уловленных и обезвреженных загрязняющих веществ стабильно приходится 0,3–0,4% от общего количества отходящих от всех стационарных источников выбросов.

За период 2008–2012 гг. наблюдается тенденция увеличения объемов выбросов от стационарных источников. Так, с 2008 г. годовой объем выбросов увеличился с 2 294,23 тыс. т до 2 429,49 тыс. т в 2012 г. В 2011 году увеличение выбросов на 135,64 тыс. т. произошло за счет основных источников загрязняющих веществ, расположенных в Нижневартовском районе, на долю которых приходится 41,6% от всего объема выбросов по округу; в 2012 году — в Ханты-Мансийском (345,82 тыс. т) и Нефтеюганском (81,87 тыс. т) районах.

По видам экономической деятельности наибольший вклад в общий объем выбросов загрязняющих веществ вносит раздел «добыча полезных ископаемых», на долю которого за период 2008–2012 гг. приходится 70–82% выбросов, далее следует раздел «транспорт и связь» — 10–24%. При этом на фоне тенденции снижения доли выбросов от добывающей промышленности растет доля вклада от транспорта и связи [1].

В Югре, согласно данным независимых источников[2], в последние годы успешно

решается проблема утилизации попутного нефтяного газа. При уровне годовой добычи попутного нефтяного газа 36,5–37 млрд. м³, утилизируется (т.е. полезно используется) по годам: 2011 — 85,55%, 2012 — 89,92%, 2013 — 94,06% (предварительные итоги), 2014 — 95,01% (прогноз).

Разумеется, выбросы от стационарных источников отрицательно влияют на экологическую ситуацию в целом и здоровье населения, в частности. Однако более негативное воздействие на здоровье населения оказывают выбросы от автотранспортных средств, поскольку выбросы от стационарных источников происходят на значительном расстоянии от земной поверхности, а выбросы от автотранспортных средств производятся непосредственно в зоне нахождения человека, поэтому действуют более активно и агрессивно.

Экологические проблемы, связанные с использованием традиционного моторного топлива в двигателях транспортных средств, актуальны для всех стран мира. Во многих странах принятые жесткие требования по предельным выбросам вредных веществ в атмосферу автотранспортными средствами. В результате за последние 40 лет содержание токсичных компонентов в выхлопных газах уменьшилось на 70%.

Приоритетность природного газа, как наиболее перспективного экологически чистого моторного топлива, очевидна. В Канаде, Новой Зеландии, Аргентине, Италии, Голландии, Франции и других странах успешно действуют национальные программы перевода автотранспортных средств (АТС) на газомоторное топливо. Для этого разработана соответствующая нормативно-законодательная база: ценовая, налоговая, тарифная, кредитная. В результате налицо явный прогресс. В Нидерландах более 50% всего автотранспорта используют в качестве топлива газ, в Италии — более 20%. 95% автобусного парка Вены и 87% парка Дании работают на газе [3].

Для сравнения, Российский парк автомобилей, работающих на природном газе, по разным оценкам, составляет от 60 до 85 тыс. единиц или 0,1–0,15% от всего количества АТС.

На Всемирном саммите ООН по устойчивому развитию (Юханнесбург, 2002 г.)



мировое сообщество сформулировало рекомендации по улучшению доступа к надежным и безопасным для экологии источникам энергии и производствам. Достижение поставленной цели требует последовательного решения следующих основополагающих задач:

- поддержка производства и использования экологически эффективных видов транспорта и топлива;
- модернизация и развитие технологий, обеспечивающих снижение негативного влияния транспортно-коммуникационных комплексов на состояние среды проживания населения;
- преимущественное развитие внутригородского экологически безопасного общественного транспорта как базового вида передвижения в крупных городах [4].

Быстрый рост количества автотранспортных средств на дорогах России привел к существенному усложнению экологической обстановки, особенно в крупных городах. В среднем по стране на долю автотранспорта приходится около 45% всех выбросов, а в некоторых крупных городах — более 70% (в Москве — около 88%, в Санкт-Петербурге — 71%). При этом количество выбросов в атмосферу, приходящихся на долю автотранспорта, продолжает расти.

По состоянию на начало 2007 г. общий парк автомобилей в России составлял около 38 млн. единиц, которые выбрасывали в атмосферу около 15 млн. т. вредных веществ. Причем основная масса вредных веществ попадает в воздушное пространство городов и населенных пунктов страны. Более чем в 180 городах России уровень загрязнения атмосферного воздуха превышает предельно допустимые концентрации. Экологическая ситуация в России не благоприятная: растет число заболеваний, связанных с органами дыхания, увеличивается контингент людей с хроническими заболеваниями [5].

К началу 2010 г. в России насчитывалось уже около 50 млн. автомобилей, из которых более 33 миллионов — легковые машины. Основная масса легковых машин приходится на крупные и средние города с населением от 100 тысяч жителей. В них показатель обеспеченности составляет 245 автомобилей на тысячу жителей.

По РФ насыщенность АТС 350 на 1000 жителей, в т.ч. 220 легковых автомобилей на 1000 жителей.

В Ханты-Мансийском автономном округе насыщенность АТС 409 единиц на 1000 жителей, что выше, чем по РФ, в целом. Выше и насыщенность легковыми АТС (311 единиц на 1000 жителей). Для сравнения, насыщенность легковыми АТС на 1000 жителей в Москве —

307 единиц, в Санкт-Петербурге — 280.

В целом ряде муниципальных образований ХМАО-Югры насыщенность легковым автотранспортом выше, чем в Москве и значительно выше, чем в Санкт-Петербурге: г. Нягань — 363, г. Нижневартовск — 351, г. Югорск — 344, г. Сургут — 337, г. Пыть-Ях — 334, Сургутский район — 322, г. Когалым — 316, г. Мегион — 309 на 1000 человек населения.

Проанализируем в целом состояние парка автотранспортных средств ХМАО-Югры на 01.01.2013 г., по материалам, представленным Государственной инспекцией безопасности дорожного движения по ХМАО-Югра, обработанным в АУ ХМАО-Югра «Технопарк высоких технологий».

Всего на территории округа зарегистрировано 630 285 АТС, из которых: 478 851 — легковые автомобили (75,973%), 122 440 — грузовые автомобили (19,426%); 19 384 — автобусы (3,075%) и 9 610 — мотосредства (1,525%).

Из общего числа АТС 374 572 (59,43%) — бензиновые, 255 658 (40,57%) — дизельные.

Среди легковых АТС преобладают бензиновые (65,24%), среди грузовых — дизельные (65,32%), среди автобусов незначительно преобладают АТС, работающие на бензине (52,52%).

За 2012 год количество АТС увеличилось на 21 208 единиц (3,482%). В абсолютном выражении наибольший рост отмечается у легкового автотранспорта (на 16 861 единицу), на 4 835 единиц вырос парк грузового автотранспорта. Автобусный парк сократился на 449 единиц (2,26%), незначительно сократилось количество мототранспортных средств — на 39 единиц (0,40%).

Среди легковых автомобилей преобладают иномарки: 2012 год — 54,2% (2011 — 50,2%), причем практически весь этот рост количества иномарок произошел за счет АТС, произведенных на территории России.

Обращает на себя внимание тот факт, что парк легкового автотранспорта «молодеет». Если в 2011 году срок эксплуатации легкового автомобиля до 5 лет имели 34,5% АТС, то в 2012 году срок эксплуатации до 5 лет имели уже 39,2%.

В 2011 году срок эксплуатации легкового автомобиля от 5 до 10 лет имели 30,2% АТС, то в 2012 году срок эксплуатации от 5 до 10 лет имели 28,9%.

Срок эксплуатации свыше 10 лет в 2011 году имели 35,3% АТС, в 2012 году 31,9%.

Иная ситуация с парком грузового автотранспорта, который «стареет».

Если в 2011 году срок эксплуатации грузового автомобиля до 5 лет имели 22,0% АТС, то в 2012 году срок эксплуатации до 5 лет имели только 20,2%.

В 2011 году срок эксплуатации грузового автомобиля от 5 до 10 лет имели 20,8% АТС, то в 2012 году срок эксплуатации от 5 до 10 лет имели 18,46%.

Срок эксплуатации свыше 10 лет в 2011 году имели 57,2% грузовых АТС, в 2012 году 61,3%.

Ситуация с автобусным парком не столь однозначна. Хотя за 2012 год парк несколько обновился: АТС₂₀₁₁ 0–5 лет — 26,9%, АТС₂₀₁₂ 0–5 лет — 27,9%; АТС₂₀₁₁ 5–10 лет — 26,0%, АТС₂₀₁₂ 5–10 лет — 24,1%; тем не менее, в 2012 году автобусов со сроком службы свыше 10 лет в 2012 году прибавилось (48,0% против 47,1% в 2011 году). Причем, скорее всего это произошло за счет «старения» муниципального автопарка.

Замена автобусного парка в 2012 году происходила в основном за счет наращивания доли иномарок: 3780 (19,05%) в 2011 году — 4177 (21,55%) в 2012 году, треть из которых была произведена в России.

Следует выделить тот факт, что рост числа АТС в Югре (3,482%) практически не отличается от отмеченного во многих экологических исследованиях ежегодного роста на 3,5% количества выброшенных в атмосферу вредных веществ по России в целом.

Материалы ежегодных государственных докладов и обзоры о состоянии природной среды в РФ свидетельствуют о чрезвычайной остроте проблемы экологической безопасности большинства российских регионов. Основными причинами понижения уровня экологической безопасности территорий и проживающего на них населения следует признать усиливающийся процесс автомобилизации общества, сопровождающейся неблагополучной санитарно-эпидемиологической обстановкой, особенно в крупных городах [6].

Разумеется, в России эту проблему понимают и предпринимают на всех уровнях меры для ее разрешения.

Перспективные ориентиры развития рынка газомоторного топлива определены в Энергетической стратегии России, где говорится, что оптимизация расходной части топливно-энергетического баланса предусматривает эволюционное совершенствование структуры спроса на энергоносители, в том числе существенное увеличение использования в качестве моторного топлива сжиженного и сжатого природного газа (в эквиваленте до 5 млн. т нефтепродуктов к 2010 г. и до 10–12 млн. т к 2020 г.) [7].

Программы перевода автотранспорта на экологически более чистые виды топлива, в частности на углеводородный газ, в относительно недавнее время приняты во многих регионах на уровне правительства субъектов Федерации.



АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И БЕСПЕРЕБОЙНОЕ ПИТАНИЕ

УНИВЕРСАЛЬНАЯ ГИБРИДНАЯ СИСТЕМА ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ

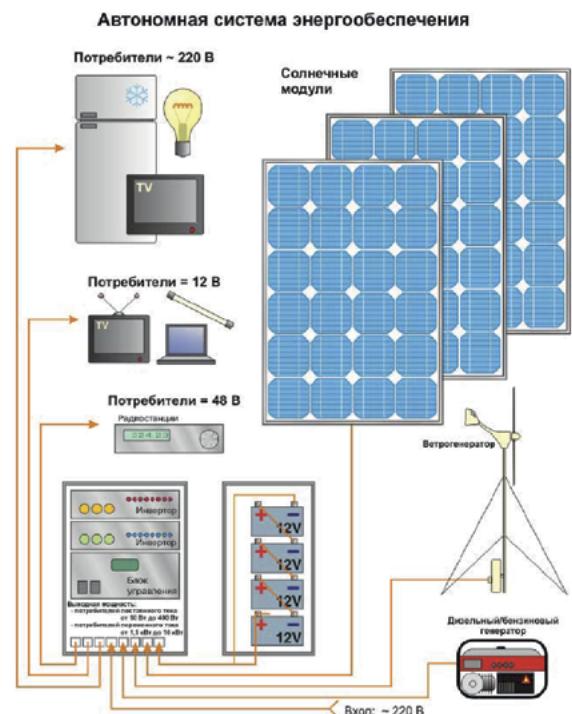
КОМПАНИЯ «НЕОТЕХНОЛОГИЯ» ПРЕДЛАГАЕТ ВАШЕМУ ВНИМАНИЮ СВОЮ РАЗРАБОТКУ, ПОЗВОЛЯЮЩУЮ ИЗБАВИТЬСЯ ОТ ПРОБЛЕМ С ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ В ОФИСЕ, НА ПРЕДПРИЯТИИ И ДОМА.

ОСНОВНОЙ ПРИНЦИП НАШЕЙ СИСТЕМЫ – ПОТРЕБИТЕЛЬ ПОЛУЧАЕТ ВСЮ ЭНЕРГИЮ, ГЕНЕРИРУЕМУЮ АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ, А НЕДОСТАЮЩАЯ ДОБИРАЕТСЯ ИЗ ОБЩЕЙ СЕТИ. СИСТЕМА ПОЗВОЛЯЕТ ДОБЫТЬСЯ:

- ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ, ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ОТ СЕТИ;
- УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА СЕТЕВОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ЕСЛИ ОНО НЕОБХОДИМО);
- БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ;
- НЕЗАВИСИМОСТИ ОТ СЕТИ, В МЕСТАХ, ГДЕ ОНА ПОЛНОСТЬЮ ОТСУТСТВУЕТ.

СИСТЕМА ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ НАБОР УСТРОЙСТВ С ВЫСOKИМ УРОВНЕМ КАЧЕСТВА И НАДЁЖНОСТИ, СОБРАННЫХ В ЕДИНОМ КОРПУСЕ НА ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЕ ВЕДУЩИХ МИРОВЫХ КОМПАНИЙ. В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТРЕБОВАНИЙ ЗАКАЗЧИКА СИСТЕМА МОЖЕТ ВКЛЮЧАТЬ В СЕБЯ:

- СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ;
- ВЕТРОГЕНЕРАТОР;
- ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОР;
- МИНИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ;
- СЕТЬ ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ.



СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ

ГЕЛЕОЭНЕРГЕТИКА – ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СВЕТА СОЛНЦА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА. ОСНОВОЙ ГЕЛЕОЭНЕРГЕТИКИ ЯВЛЯЮТСЯ СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ КОТОРЫХ СОСТОИТ В ПРЯМОМ ПРЕОБРАЗОВАНИИ СОЛНЕЧНОГО СВЕТА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ТОК. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ДЛЯ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ НА ОСНОВЕ КРЕМНИЯ: МОНОКРИСТАЛЛИЧЕСКИЕ, ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИЕ И ТОНКОПЛЕНОЧНЫЕ ПАНЕЛИ. СОЛНЕЧНЫЕ ПАНЕЛИ ИЗ МОНОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫ, НО И БОЛЕЕ ДОРОГИ В ПЕРЕСЧЕТЕ НА ВАТТ МОЩНОСТИ.

ИХ КПД, КАК ПРАВИЛО, В ДИАПАЗОНЕ 14-18%.

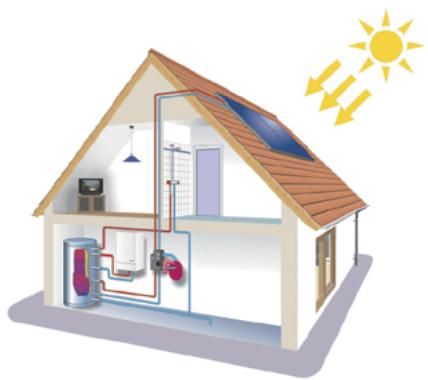


АЛЬТЕРНАТИВОЙ МОНОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО КРЕМНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ПОЛИКРИСТАЛЛИЧЕСКИЙ КРЕМНИЙ. У НЕГО БОЛЕЕ НИЗКАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ



СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ ИЗ АМОРФНОГО КРЕМНИЯ ОБЛАДАЮТ ОДНИМ ИЗ САМЫХ НИЗКИХ КПД

ГОРЯЧАЯ ВОДА И ОТОПЛЕНИЕ ОТ СОЛНЦА



ПОТОК СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА ЗЕМНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ В СРЕДНЕМ СОСТАВЛЯЕТ ОТ 100 ДО 250 ВТ/М², ПРИЧЕМ В ПОЛДЕНЬ ПРИ ЯСНОМ НЕБЕ, КОГДА СОЛНЦЕ В ЗЕНИТЕ, ДОСТИГАЕТ МАКСИМАМА И СОСТАВЛЯЕТ ОКОЛО 1 КВТ/М². В СРЕДНЕЙ ПОЛОСЕ РОССИИ МОЩНОСТЬ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ, ПОПАДАЮЩЕГО НА ПОВЕРХНОСТЬ ЗЕМЛИ, ЭКВИВАЛЕНТНА ЭНЕРГИИ ПРИМЕРНО 100-150 КГ УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА М² В ГОД.

СОЗДАННЫЕ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ И ГВС, РАБОТАЮЩИЕ НА ЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ, ЧАЩЕ ВСЕГО ПРИМЕНЯЮТСЯ КАК ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ, В ДОПОЛНЕНИЕ К ОСНОВНЫМ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРАМ (ГАЗОВЫМ КОТЛАМ, ЭЛЕКТРООБОГРЕВАТЕЛЯМ, ТЕПЛОВЫМ НАСОСАМ И Т.Д.). ИСПОЛЬЗУЯ ЭНЕРГИЮ СОЛНЦА, ТАКИЕ СИСТЕМЫ ПОЗВОЛЯЮТ ЕЖЕГОДНО ЭКОНОМИТЬ ТРАДИЦИОННОЕ ТОПЛИВО:

- до 75% – для горячего водоснабжения (ГВС) при круглогодичном использовании;
- до 95% – для ГВС при сезонном использовании;
- до 50% – для целей отопления;
- до 80% – для целей дежурного отопления.

В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД БЛАГОДАРЯ ВЫСОКИМ ВНЕШНИМ ТЕМПЕРАТУРАМ ВОЗДУХА ОНИ СПОСОБНЫ ПОЛНОСТЬЮ ПОКРЫВАТЬ ПОТРЕБНОСТЬ В ГОРЯЧЕЙ ВОДЕ ОФИСА, КВАРТИРЫ, ЗАГОРОДНОГО ДОМА ИЛИ ДАЧИ, ПРЕДПРИЯТИЙ МАЛОГО И СРЕДНЕГО БИЗНЕСА, ОСУЩЕСТВЛЯТЬ ПОДОГРЕВ ВОДЫ В БАССЕЙНЕ, ПОДДЕРЖИВАТЬ НЕОБХОДИМЫЕ ТЕМПЕРАТУРНЫЕ РЕЖИМЫ В ТЕПЛИЦАХ И Т. Д.

ВЕТРОГЕНЕРАТОРЫ

ОДНИМ ИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ЯВЛЯЕТСЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ВЕТРА НЕ ТОЛЬКО ПОМОГАЕТ РЕШИТЬ МНОГИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И ЗАГОРОДНЫХ ДОМОВ, НО И ПОЛУЧИТЬ НЕЗАВИСИМОСТЬ ОТ МЕСТНЫХ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ.

СУЩЕСТВУЕТ ОЧЕНЬ МНОГО РАЗНОВИДНОСТЕЙ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ, НО ВСЕ ОНИ ДЕЛЯТСЯ НА КОНСТРУКЦИИ С ГОРИЗОНТАЛЬНО - ОСЕВЫМИЛИ ВЕРТИКАЛЬНО -ОСЕВЫМ ВРАЩЕНИЕМ. У ОБЕИХ ЭТИХ КОНСТРУКЦИЙ ЕСТЬ КАК ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ, ТАК И ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ КАЧЕСТВА. ПОЭТОМУ ВЕТРОГЕНЕРАТОР, ЕГО КОНСТРУКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ, ПОДБИРАЕТСЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТАКИМ ОБРАЗОМ, ЧТОБЫ ИЗВЛЕЧЬ МАКСИМАЛЬНУЮ ВЫГОДУ ИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЕГО КОНСТРУКЦИИ. СПЕЦИАЛИСТЫ НАШЕЙ КОМПАНИИ ПОМОГУТ ВАМ НАЙТИ НУЖНОЕ РЕШЕНИЕ И ВОПЛОТИТЬ ЕГО В ЖИЗНЬ.

МОБИЛЬНАЯ ВЕТРО-СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ



МОБИЛЬНАЯ ВЕТРО-СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ НА АВТОПРИЦЕПАХ – ЭТО ГИБРИДНАЯ СИСТЕМА ИНВЕРТОРНОГО ТИПА, ПОЛУЧАЮЩАЯ ЭНЕРГИЮ ОТ ВОСПОЛНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ИСТОЧНИКОВ (СОЛНЦЕ, ВЕТЕР) С ПОСЛЕДУЮЩИМ НАКОПЛЕНИЕМ ЭНЕРГИИ В БАТАРЕЕ АККУМУЛЯТОРОВ. ВХОДЯЩИЕ В КОМПЛЕКТ ДИЗЕЛЬНЫЕ ИЛИ БЕНЗИНОВЫЕ ГЕНЕРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ С АВТОЗАПУСКОМ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ В КАЧЕСТВЕ РЕЗЕРВНОГО ИСТОЧНИКА.

СТАНЦИЯ ОБЛАДАЕТ БОЛЬШИМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ПРАКТИЧЕСКИ НЕ ТРЕБУЕТ ОБСЛУЖИВАНИЯ, РАБОТАЕТ ПОЛНОСТЬЮ В АВТОНОМНОМ РЕЖИМЕ. ПРИ ДОСТАТОЧНОЙ СОЛНЕЧНОЙ ИНСОЛЯЦИИ, ВЕТРЕ СТАНЦИЯ РАБОТАЕТ БЕЗ ЗАПУСКА ГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ, С ПОЛУЧЕНИЕМ ЭНЕРГИИ ТОЛЬКО ОТ ВОСПОЛНЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ. ПРИ ПОЛНОСТЬЮ ЗАРЯЖЕННЫХ АККУМУЛЯТОРАХ И ОТСУТСТВИИ ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ АВТОНОМНАЯ РАБОТА В ТЕЧЕНИЕ НЕСКОЛЬКИХ ЧАСОВ.

ОПЦИОНАЛЬНО СТАНЦИИ КОМПЛЕКТУЮТСЯ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКИМИ МАЧТАМИ СО СВЕТОДИОДНЫМИ СВЕРХЯРКИМИ ПРОЖЕКТОРАМИ, ВЫНОСНЫМИ МАРКЕРНЫМИ ЗАГРАДИТЕЛЬНЫМИ ОГНЯМИ, ВОДЯНЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ, ЭЛЕКТРОИНСТРУМЕНТОМ.



НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

390047, город Рязань, улица Связи, дом 21

www.neotechnology.ru

Телефон/факс:

+7 (4912) 911-502 (многоканальный)

E-mail: info@neotechnology.ru



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.

**350038, г. Краснодар,
ул. Головатого, 585
тел. +7 (861) 279-23-06
факс: +7 (861) 275-47-59**

e-mail: injgeo@injgeo.ru
www.injgeo.ru

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
 - Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
 - Морских терминалов,
 - Перевалочных нефтебаз,
 - Объектов промышленного строительства;
 - Объектов гражданского строительства;
 - Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
 - Объектов переработки нефти и газа;
 - Магистральных трубопроводов,
 - Ж/Д сливо-наливных эстакад,
 - Резервуарных парков,
 - Автозаправочных станций и т.д.
-
- Разработка декларации промышленной безопасности;
 - Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

**Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.**

Некоторые результаты количественной оценки нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири

В.Л. Шустер

доктор геол.-мин. наук, профессор¹,
главный научный сотрудник
tshuster@mail.ru

С.А. Пунанова

к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник¹

А.В. Самойлова

к.г.-м.н., научный сотрудник¹
anna-samoilova@mail.ru

Т.Н. Цаган-Манджиев

к.т.н., научный сотрудник¹

¹Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН,
Москва, Россия

В статье рассмотрены результаты количественной вероятностной оценки перспектив нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири. Произведено ранжирование 73 объектов по степени перспективности на группы (слои) и выявлена очередность ввода структур в доразведку в наиболее перспективной группе (слое).

Материалы и методы

Модель «Выбор».

Ключевые слова

нефть, фундамент, оценка перспектив, Западная Сибирь

Одним из направлений решения проблемы прироста ресурсов и запасов нефти и газа в Западной Сибири является системное полномасштабное изучение поисково-разведочными работами доюрского этажа нефтегазоносности, включая образования фундамента. О региональной нефтегазоносности фундамента в мире и в России говорит открытие более 450 месторождений, в том числе, высокодебитных, крупных и гигантских по запасам нефти (газа). В Западной Сибири в образованиях палеозойского фундамента в трещинно-кавернозных породах на контакте с осадочным чехлом открыта 51 залежь углеводородов (УВ) [1], из них 15 собственно в фундаменте, ещё на 50 разведочных площадях в этих отложениях выявлены признаки углеводородов [2, 3]. Сегодня в Западной Сибири не стоит вопрос: есть ли нефть в фундаменте? Доказано, что есть. Дебатируется вопрос — могут ли быть открыты крупные по запасам, высокодебитные месторождения нефти и газа и насколько рентабельно будет их освоение в условиях Западной Сибири. В ряде стран уже десятки лет идет добыча нефти из фундамента (Вьетнам, Венесуэла, США, Ливия и др.).

Полученные в Западной Сибири притоки нефти приурочены, как правило, к верхней части образований фундамента — коре выветривания (30–50 м). Тогда как на ряде известных крупных по запасам УВ зарубежных месторождений, открытых в фундаменте, этаж нефтегазоносности измеряется толщиной от нескольких сот метров до 2000 м на месторождении Белый Тигр (Вьетнам) (таб. 1)[4].

В Западной Сибири основная часть разреза фундамента не опрошана, хотя из верхней части получены промышленные притоки или признаки нефти или газа. Таких локальных поднятий, по крайней мере, около 100. Кроме этого, существует ещё несколько сот поднятий, где фундамент залегает на доступных для бурения глубинах, а его нефтегазоносность не изучена.

Нами предпринята попытка дать количественную оценку перспектив нефтегазоносности невскрытой части разреза комплекса по каждому объекту, где фундамент вскрыт только в верхней части, и, опираясь на

системный анализ полученных результатов, предложить очередность ввода локальных структур в поисково-разведочное бурение (в доразведку).

Для оценки выбрана центральная часть ХМАО, так как здесь уже открыты залежи нефти и газа в фундаменте. Кроме того, в региональном плане эта территория характеризуется благоприятным рифтогенным геодинамическим режимом, повышенным тепловым потоком недр, установленным наличием пород-коллекторов в разрезе фундамента (в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СГ-7) и благоприятной геохимической характеристикой разреза, по крайней мере, не препятствующей формированию залежей УВ [5, 6].

С точки зрения эффективности подобных проектов и доступности для бурения, следует отметить сравнительно неглубокое залегание фундамента (3–5 км) на большей части изучаемой территории, развитую инфраструктуру, достаточно благоприятную характеристику разреза, прогнозную плотность начальных суммарных ресурсов УВ [7].

Для решения поставленной задачи — выбора очередности ввода структур в доразведку невскрытой части разреза фундамента — нами отобрано 73 разведочные площади, приуроченные, главным образом, к Северо-Сосьвинской антиклинали, Шаймскому и Красноленинскому сводам, Нюрольской впадине (рис. 1).

Методический подход к решению подобных задач предложен в работе [8]. Он основан на системном анализе, позволяющем провести многокритериальную оценку выбора рациональной последовательности разбуривания структур: ранжировать по основным показателям совокупность объектов (в нашем случае 73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени перспективности, а затем по дополнительным показателям выявить очередь внутри групп. Для решения задачи был установлен набор основных критериев и факторов, определяющих геологические и геохимические особенности формирования скоплений нефти и газа в образованиях фундамента, определены различные измерители каждого критерия.

Месторождение (страна)	Состав пород	Интервал нефтегеносности, м
Хьюотон-Пенхендл (США)	невыветрелые граниты	450–1068 (618)
Ла-Пас (Венесуэла)	трещиноватые породы фундамента	1615–3030 (1415)
Ауджила-Нафура (Ливия)	фундамент	(450)
Зейт-Бейт (Египет)	фундамент	(330)
Оймаша (Казахстан)	граниты фундамента	3612–3850 (238)
Белый Тигр (Вьетнам)	трещиноватые гранитоиды	3050–5000 (1950)
Малоицкое (Западная Сибирь)	тесиноватые известняки, доломиты	2850–4500 (1650)

Таб. 1 — Сведения о крупных мировых месторождениях нефти в образованиях фундамента

При построении и использовании шкал критериев применяется ряд приемов: предварительная «отсечка» по качеству (предельные значения или ограничения, при превышении которых объект из рассмотрения исключается); определение «диапазона нечувствительности», когда критерий задается диапазоном значений; нормирование критериев, позволяющее выражать их в безразмерном виде.

При оценке благоприятности прогноза промышленной нефтеносности невскрытой части разреза фундамента каждый объект оценен следующими основными и дополнительными показателями (таб. 2).

К основным показателям отнесены следующие.

Тип флюида, полученного при опробовании верхней части разреза фундамента. При получении промышленного притока нефти вероятность прогноза оценивалась как максимальная; при обнаружении признаков нефти — несколько ниже; приток газа или конденсата ещё ниже.

Возрастной интервал получения притока нефти (газа). Максимальная вероятность благоприятности — при получении притока нефти из коры выветривания; при получении притока на границе кора выветривания/осадочный палеозой или юра — вероятность благоприятности несколько ниже; приток из триаса — ещё ниже.

Для оценки коллекторских свойств пород фундамента, в связи с тем, что на большинстве исследуемых разведочных площадей Западной Сибири вскрыта лишь самая верхняя часть разреза (20–30 м, до 50 м), мы вынуждены оценивать величину ФЕС пород по косвенным данным. Учитывая то, что пустотность пород фундамента связана с трещинами и кавернами, оценка пустотности дана нами качественно **по степени трещиноватости пород**: хорошая, средняя и слабая трещиноватость по схематической карте размещения зон разуплотнённых и уплотнённых пород в верхней части доюрского основания на территории Западной Сибири (по А.И. Петрову, 2002 [1]). Разведочные площади, попадающие в зону разуплотнённых пород по этой карте получали оценку — хорошие коллекторы (повышенная трещиноватость), в зоне уплотнённых пород — «слабая» трещиноватость; на границе зон — средняя трещиноватость. На данный момент изучения фундамента приходится ориентироваться на эти, весьма приблизительные, качественные оценки.

Геодинамический фактор оценивался на основе тектонической карты [2].

Учитывая статистическую закономерность, выявленную по зарубежным месторождениям нефти (газа) в образованиях фундамента, о приуроченности скоплений УВ к эрозионно-тектоническим выступам, разбитым разломами на блоки, к максимально благоприятным нами отнесены разведочные площади на сводах и валах; далее — структуры, расположенные вблизи и в зоне Уренгой-Колтогорского и Шаймского разломов; и, наконец, разведочные площади, приуроченные к мегаантиклиналям.

Степень благоприятности объекта с **формационной позицией** определялась по составу вскрытых пород фундамента. По имеющейся статистике к наиболее благоприятным породам (по максимальным ФЕС пород и

дебитам нефти) относятся гранитоиды, далее гнейсы, сланцы и, наконец, эфузивы.

Из геохимических показателей для оценки благоприятности объектов использованы величина **содержания C_{opr}** на породу, определяемая аналитически в породе, и **интенсивность эмиграции жидких УВ** в прилегающих к образованию фундамента осадочных материнских отложениях. Последняя величина — это суммарный продукт расчета, включающий многие геохимические характеристики разреза (стадия катагенеза, коэффициент генерации битумоидов, содержание остаточного битума, содержание углерода в ОВ, мощность нефтематеринской свиты) [9].

В связи с отсутствием достаточного для достоверной оценки материала по экспериментальным исследованиям керогена отложений зоны контакта осадочных пород (т.е. юрских, палеозойских или эфузивно-осадочных отложений триаса) и коры выветривания фундамента, а также принятием многими исследователями версии о возможности перетока микронефти из контактирующих с выступами фундамента осадочных, в основном, нижне-среднеюрских отложений, использование параметров по геохимии ОВ пород и нафтитов юрского возраста, на наш взгляд, в данной ситуации весьма правомерно [9].

Содержание C_{opr} в отложениях леонтьевского горизонта средней юры (имеющего

максимальное распространение на территории Западно-Сибирского бассейна в юрский период — около 80%) характеризуется на многих площадях высокими значениями в связи с накоплением в это время глинистых и глинисто-алевритовых осадков высокой биопродуктивности и аквагенным типом ОВ. Максимальные содержания C_{opr} , достигающие 2–3%, приурочены к Ямalo-Гыданской и Обь-Тазовской областям. Для территории вдоль западного и восточного складчатого обрамления Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, а также на юго-западе и юго-востоке характерны низкие нефтематеринские свойства отложений нижне-среднеюрского возраста — менее 50 тыс. т/км² эмигрировавших жидких УВ. Высокие плотности эмиграции жидких (до 2500 тыс. т/км²) УВ связаны с зонами глубоких впадин Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской и Ямальской НГО.

Для расчетов оценки вероятности объектов по выбранным геохимическим показателям были использованы построенные нами карты зональности распределения C_{opr} и интенсивности эмиграции жидких УВ в породах леонтьевского горизонта (рис. 2, 3). Карты зональности построены по материалам [10]. Значения вероятностей этих показателей по 73 объектам приведены в таб. 2.

К дополнительным показателям отнесены: **глубина залегания поверхности**

Показатели	Характеристика показателя	Значение вероятности		
		ОСНОВНЫЕ		
Тип флюида, полученного при опробовании	Приток нефти, признаки нефти, конденсат, газ	1,0 0,9 0,8		
Возрастной интервал получения притока	Кора выветривания, кора выветривания+палеозой, триас	1,0 0,9 0,8		
Разуплотненность пород	Хорошая, средняя, слабая	1,0 0,9 0,8		
Геодинамический фактор	Структуры на валах и сводах, вблизи и в зоне Уренгой-Калтогорского и Шаймского разломов, на мегаантиклиналях	1,0 0,9 0,8		
Формационная позиция (состав пород фундамента)	Магматические (гранитоиды), гнейсы, метаморфические сланцы	1,0 0,9 0,8		
Содержание C_{opr} в нефтематеринских отложениях (J2), %	2–3 1–2 0,5–1 <0,5	1,0 0,9 0,8 0,7		
Интенсивность эмиграции жидких УВ из нефтематеринских отложений (J2), тыс.т/км ²	500–2500 250–500 100–250 50–100 <50	1,0 0,9 0,8 0,7 0,6		
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ				
Глубина залегания фундамента, км	2–2,5 2,5–3 3–4 >4	1,0 0,9 0,8 0,7		
Плотность начальных суммарных ресурсов, тыс.т/км ²	30–40 20–30 10–20 <50	1,0 0,9 0,8 0,7		

Таб. 2 — Оценка степени благоприятности показателей, характеризующих объект

фундамента и плотность начальных суммарных ресурсов УВ (НСР).

Глубина залегания поверхности фундамента — важный показатель оценки проекта как с экономической точки зрения (эффективность), так и с технологической (доступность для бурения).

Значение глубины фундамента определялось как среднеарифметическая величина по всем скважинам, пробуренным на локальном поднятии и вскрывшим фундамент. Дополнительно (в случае отсутствия данных) использована схематическая карта рельефа складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты [11].

Плотность НСР УВ определена по карте из работы [7]. Учитывая весьма значительную условность этих оценок, этот показатель использован как дополнительный.

Весьма важный для оценки благоприятности объектов показатель — **флюидоупор** для возможных залежей УВ — оказался одинаково благоприятным (региональные юрские флюидоупоры и/или непроницаемые породы в кровле фундамента) для большинства

изучаемых разведочных площадей, поэтому не использовался в оценке.

Численные и качественные значения всех показателей переведены в вероятностные оценки группой из пяти экспертов (таб. 2).

Для разделения множества объектов (73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени благоприятности, проведены модельные расчеты. Было использовано четыре варианта наборов с различными основными показателями.

В первом варианте использовано пять показателей (тип флюида, возрастной интервал получения притока, разуплотненность пород фундамента, благоприятность для формирования скоплений УВ с геодинамической, а так же с формационной позиций).

В промежутке вероятностей от 0,4 до 0,82 выделено семь групп структур, в два наилучших (со значениями вероятности 0,82–0,7 и 0,7–0,65) попали 15 структур (поднятий) — Тугианская, Яхлинская, Красноленинская, Рогожниковская, Средненазымское, Унлорское, Ханты-Мансийское, Горелая, Айтурская, Каменное, Советское, Северо-Васюганское, Черемшанская, Северо-Васюганское.

Наиболее благоприятными (общими) по вариантам 1 и 2 оказались 11 структур (поднятий) — Тугианская, Рогожниковская, Средненазымская, Унлорская, Ханты-Мансийская, Горелая, Айтурская, Каменная, Северо-Варьеганская, Черемшанская, Северо-Васюганское.

Дифференциация структур по степени благоприятности с последовательным использованием дополнительных показателей позволила определить пообъектную очередьность

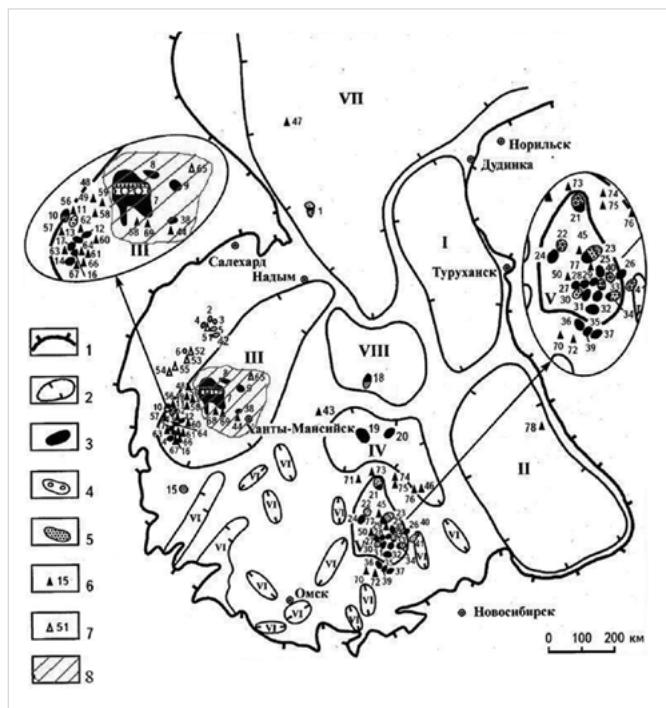


Рис. 1 – Перспективные территории (бассейны)
(использованы материалы публикаций
К.А. Клещева, В.С. Шеина, 2004 г;
Н.П. Запивалова, 2001; В.С. Суркова и др., 2002 и др.)

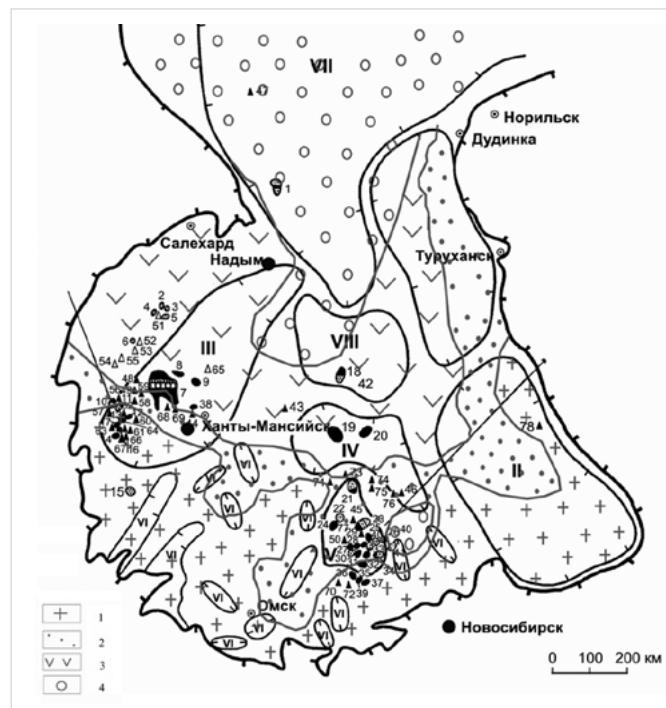


Рис. 2 – Схематическая карта зональности распределения $C_{опр}$
в породах леонтьевского (J2) горизонта
Условные обозначения: Содержание $C_{опр}$
в породах, %: 1 – ≤ 0,5; 2 – 0,5–1; 3 – 1–2; 4 – 2–3

Первоочередные объекты.

Римскими цифрами обозначены нефтегазоносные бассейны первых пяти (I-V). Арабскими цифрами (с 1 по 41) обозначены месторождения УВ в нижнем (доюрском) этаже с указанием типа флюида и стратиграфической приуроченности: 1 – Новопортовское, нгк, PZ; 2 – Северо-Алясковское, г, к.в.; 3 – Южно-Алясковское, г, к.в.; 4 – Березовское, г, к.в.; 5 – Чузельское, г, к.в.; 6 – Сысъкосынынское, г, PZ+к.в.; 7 – Красноленинское, нгк, PZ+к.в.; 8 – Рогожниковское, г, PZ; 9 – Средненазымское, н, PZ; 10 – Иусское, нгк, PZ; 11 – Даниловское, нг, PZ+к.в.; 12 – Убинское, н, PZ; 13 – Среднемулыминское, н, PZ+к.в.; 14 – Тальниковское, н, PZ+к.в.; 15 – Карабашское, г, PZ+к.в.; 16 – Мулыминское, н, к.в.; 17 – Мартмыня-

Тетеревское, н, к.в.; 18 – Северо-Варьеганское, нг, PZ+к.в.; 19 – Советское, н, PZ+к.в.; 20 – Вахское, н, PZ; 21 – Чкаловское, нгк, PZ+к.в.; 22 – Речное, ГК, PZ+к.в.; 23 – Лугинецкое, нгк, PZ+к.в.; 24 – Фестивальное, н, PZ+к.в.; 25 – Северо-Останинское, н, PZ+к.в.; 26 – Селимхановское, н, PZ+к.в.; 27 – Урмановское, н, PZ+к.в.; 28 – Южно-Тамбовское, нгк, PZ; 29 – Герасимовское, нгк, PZ+к.в.; 30 – Арчинское, нгк, PZ; 31 – Нижнетабаганское, н, PZ; 32 – Южно-Табаганское, н, PZ; 33 – Северо-Калиновое, нгк, PZ; 34 – Калиновое, нгк, PZ; 35 – Соловьевское, н, PZ; 36 – Малоицкое, н, PZ; 37 – Восточное, н, PZ; 38 – Ханты-Мансийское, н, PZ; 39 – Вархтарское, н, PZ; 40 – Останинское, нгк, PZ+к.в.; 41 – Верхнекомбарское, гк, PZ+к.в. Арабскими цифрами (с 42 по 78) обозначены площади с прито-

ками нефти, газа и конденсата из пород нижнего (доюрского) этажа: 42 – Тугианская, 43 – Урьевская, 44 – Горелая, 45 – Западно-Лугинецкая, 46 – Медведевская, 47 – Бованенковская, 48 – Яхлинская, 49 – Ловинская, 50 – Еллей-Игайская, 51 – Деминская, 52 – Северо-Игримская, 53 – Южно-Игримская, 54 – Горная, 55 – Шухтунгурская, 56 – Верхнелеминская, 57 – Леминская, 58 – Картоплинская, 59 – Потанайская, 60 – Семивидовская, 61 – Толумская, 62 – Филипповская, 63 – Западно-Мортыминская, 64 – Восточно-Тетеревская, 65 – Унлурская, 66 – Южно-Тетеревская, 67 – Трехозерная, 68 – Айтурская, 69 – Каменная, 70 – Межевская, 71 – Черемшанская, 72 – Веселовская, 73 – Северо-Васюганская, 74 – Чебачья, 75 – Назинская, 76 – Усть-Тымская, 77 – Сельвейкинская, 78 – Лемок.

ввода структур в доразведку.

По первому варианту расчетов, с дополнительным показателем — глубина залегания фундамента — это Ханты-Мансийская и Горелая структуры (вероятность благоприятности 0,8); Красноленинская, Средненазымская, Унлорская структуры (вероятность 0,73).

По второму варианту расчетов с тем же дополнительным показателем очередьность ввода выглядит так — Рогожниковское нефтяное месторождение в триасовых отложениях, Средненазымская, Ханты-Мансийская, Горелая структуры (вероятность благоприятности 0,7); Северо-Варьеганская структура (вероятность 0,65) и последующие пять структур (вероятность 0,63).

При использовании другого дополнительного показателя — плотность начальных суммарных ресурсов углеводородов — очередьность ввода структур в доразведку существенно не изменилась. Наиболее благоприятными, первоочередными структурами для доразведки оказались месторождения и разведочные площади Красноленинского свода.

Далее были рассмотрены ещё два варианта с новыми наборами показателей. В варианте 3 оценка проведена по четырем показателям: глубина залегания фундамента, степень благоприятности формирования скоплений УВ с геодинамической позиции, Сорг, интенсивность эмиграции жидких УВ. При таком наборе параметров распределение вероятности попало в промежуток 0,33–0,63. Этот интервал был разбит на 6 групп, из которых в два наилучших (0,53–0,63) попало 10 структур (поднятый) — Тугиянская, Красноленинская, Рогожниковская, Средненазымское, Унлорское, Ханты-Мансийское, Горелая, Айтурская, Каменное, Северо-Варьеганско.

В варианте 4 были использованы следующие четыре показателя: интервал получения притока, разуплотненность пород фундамента, степень благоприятности для формирования скоплений УВ с формационной позиции и также C_{opt} . По этим параметрам вероятность обнаружения скоплений углеводородов в невскрытой части фундамента оказалась 0,35–0,9 (шесть групп). В наилучший интервал (вероятность 0,75–0,9) попало 14 структур (поднятый) — Новопортовское, Северо-Алясровское, Чуэльское, Тугиянская, Яхлинская, Верхнелембинская, Унлорское, Ханты-Мансийское, Горелая, Урьевская, Северо-Варьеганско, Черемшанско, Северо-Васюганское, Усть-Тымское.

Общими наиболее благоприятными структурами по вариантам 3 и 4 оказались пять структур — Тугиянская, Унлорская, Ханты-Мансийская, Горелая, Северо-Варьеганская. Эти структуры были также общими и для вариантов 1 и 2.

Таким образом, полученные результаты модельных расчетов степени благоприятности перспектив нефтегазоносности невскрытой части фундамента могут быть использованы при выборе первоочередных объектов поисково-разведочных работ в Западной Сибири.

Показана принципиальная возможность использования алгоритма системного анализа для решения геологических задач при многоокритериальной оценке.

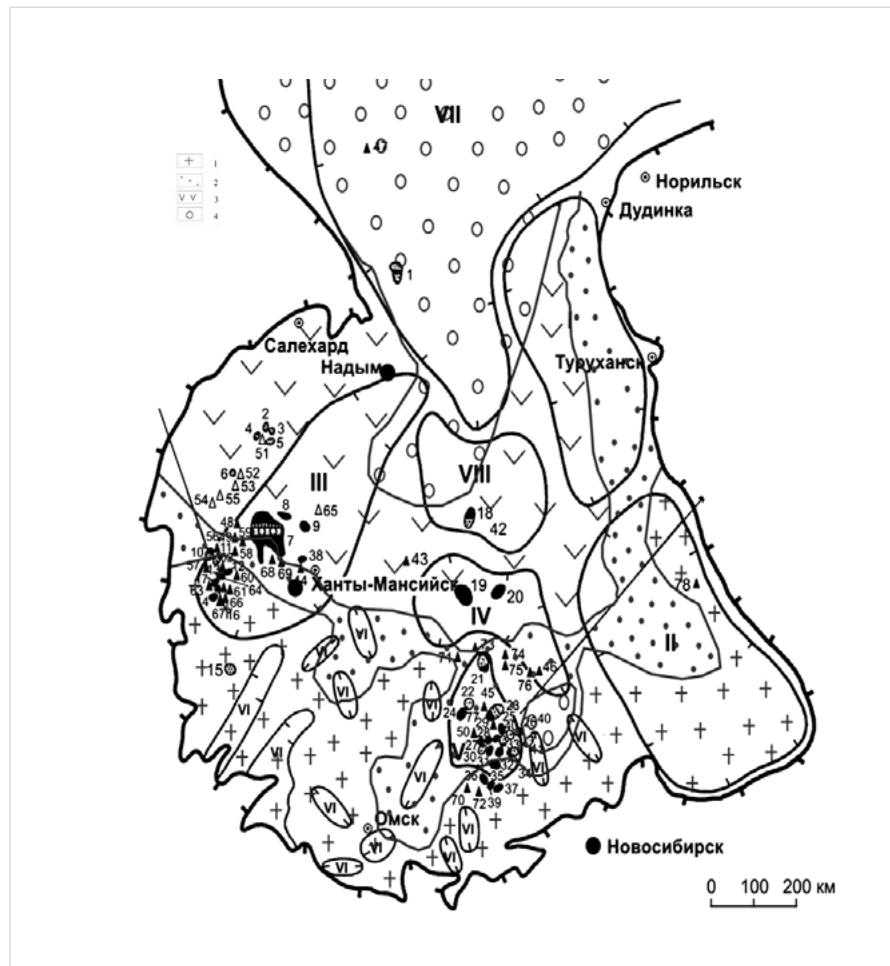


Рис. 3 — Схематическая карта зональности интенсивности эмиграции нефтеобразования в породах леонтьевского (J2) горизонта

Условные обозначения: Интенсивность эмиграции жидких УВ, тыс.т/км²:

1 — < 50; 2 — 50–100; 3 — 100–250; 4 — 250–500; 5 — 500–2500

Итоги

Произведено ранжирование 73 объектов по степени перспективности на группы (слои).

Выводы

Показана принципиальная возможность использования алгоритма системного анализа для решения геологических задач.

Список

используемой литературы

- Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. 2004. М.: Изд-во ВНИГНИ, 214 с.
- Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров Н.И.(мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.
- Плесовских И.А., Нестеров (мл.) И.И., Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С. Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 9. С. 1025–1034.
- Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформцентр, 2003. 48 с.
- Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Lambert Academic Publishing, 2012. 135 с.
- Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефлей юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 843–853.
- Мясникова Г.П., Соловаина Л.А., Мариненкова Н.Л. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений территории ХМАО. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО, 2005. С. 148–163.
- Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. Многоокритиальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: ВНИИЭНГ. 1987. № 3 (10). 55 с.
- Пунанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20–26.
- Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижненефтегазоносных отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 3. <http://www.ngtp.ru/rub/1/31-2011.pdf>.
- Сурков В.С. Особенности формирования Урало-Сибирской молодой платформы в неоге // Геология и геофизика. СО РАН. 2002. Т. 43. № 8. С. 754–761.

Some results of quantitative estimation of oil and gas presence in West Siberian basement rocks

Authors:

Vladimir L. Schuster — doctor of geology and mineralogy sciences, professor, chief scientist¹; tshuster@mail.ru
 Svetlana A. Punanova — p.h.d. in geological and mineralogical sciences, leading research scientist¹;
 Anna V. Samoilova — p.h.d. in geological and mineralogical sciences, research scientist¹; anna-samoilova@mail.ru
 Timur N. Tsagan-Mandzhiev — p.h.d. in technical sciences, research scientist¹

¹OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract

Results of quantitative estimation of oil and gas presence in West Siberian basement rocks are discussed. Ranging of 73 exploratory objects into groups (layers) by prospectivity was performed, and also appraisal priority for structures in the most perspective group (layer) was determined.

References

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. *Perspektivny neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri* [Petroleum potential of the foundation of Western Siberia]. Moscow: VNIGNI, 2004, 214 p.
2. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Nesterov N.I. (junior), Nechiporuk L.A. *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza v Zapadno-Sibirskom megabasseyne* [Patterns of distribution of oil and gas fields in Western Siberia megabasin]. *Gornye vedomosti*, 2007, issue 10, pp. 6–23.
3. Plesovskikh I.A., Nesterov (junior) I.I., Nechiporuk L.A., Bochkarev V.S. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya severnoy chasti Zapadno-Sibirskoy geosineklizi i novye perspektivnye ob'ekty dlya poiskov uglevodorodnogo sry'a* [The geological structure of the northern part of the West Siberian geosyncline new and promising targets for the search of hydrocarbons]. *Geologiya i geofizika*, 2009, Vol. 50, issue 9, pp. 1025–1034.
4. Shuster V.L. *Problemy neftegazonosnosti kristallicheskikh porod fundamenta* [Problems petrogas crystalline basement

Materials and methods

Model «Vybor».

Results

Ranging of 73 exploratory objects into groups (layers) by prospectivity was performed in West Siberian basement rocks.

Conclusions

Principle possibility of system analysis algorithm usage in geological problems is performed.

Keywords

oil, basement rocks, prospectivity ranging, West Siberia

- rocks]. Moscow: Geoinformtsentr, 2003, 48 p.
5. Dmitrievskiy A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. *Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri – novyy etazh neftegazonosnosti. Problemy poiska, razvedki i osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodov* [Pre-Jurassic complex of Western Siberia – new floor petroleum potential. Problems prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits]. Lambert Academic Publishing, 2012, 135 p.
6. Kostyрева Е.А. *Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oil southeast of Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2004, Vol. 45, issue 7, pp. 843–853.
7. Myasnikova G.P., Solopakhina L.A., Marinenkova N.L. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti doyurskikh otlozheniy territorii KhMAO* [Geological structure and petroleum potential of the pre-Jurassic deposits KhMAO]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO*, 2005, pp. 148–163.
8. Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. *Mnogokriterial'nost' i vybor al'ternativy v poiskovo-razvedochnykh rabotakh na* neft' i gaz [Multicriteria choice and alternatives in exploration for oil and gas]. Moscow: VNIIENG, 1987, issue 3 (10), 55 p.
9. Punanova S.A., Shuster V.L. *Geologo-geokhimicheskie predposyalki neftegazonosnosti doyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy platformy* [Geological and geochemical background of pre-Jurassic deposits petrogas West Siberian platform]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2012, issue 6, pp. 20–26.
10. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. *Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhnesredneyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity v svyazi s otsenкой ikh UV-potentsiala* [Geochemical aspects of the study of Lower and Middle Jurassic deposits of the West Siberian plate in connection with the evaluation of their hydrocarbon potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, Vol. 6, issue 3. Available at: <http://www.ngtp.ru/rub/1/31-2011.pdf>.
11. Surkov V.S. *Osobennosti formirovaniya Uralo-Sibirskoy molodoy platformy v neogee* [Features of formation of the Ural-Siberian young platform Neogaea]. *Geologiya i geofizika. SB RAS*, 2002, Vol. 43, issue 8, pp. 754–761.



1 - 3 апреля 2014 г.

Москва, ВВЦ, павильон № 55

РОССИЙСКАЯ ВЫСТАВКА С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ
ТРУБЫ И ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ.
 надежность, безопасность, экология

Официальный сайт выставки
www.trubosystem.ru



Организаторы выставки

ЗАО ВК ВВЦ "Промышленность и строительство"
 т/ф. (499) 760-26-48, (499) 760-31-61 (499) 760-25-56
 ЗАО "Полимергаз" т. (499) 763-22-13

Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи

И.Г. Ященко

к.г. м.н., зав. лаб.¹
srjc@ipc.tsc.ru

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Томск, Россия

Объемы добычи и потребления нефти как наиболее технологичного и экологичного вида топливного сырья, неуклонно возрастают. Расширяются и области его промышленного использования, особенно в таких отраслях, как транспорт, полимерная нефтегазовая химия, металлургия и пр. Одновременно с ростом добычи нефти истощается наиболее качественная часть ее ресурсов. Включаются в разработку трудноизвлекаемые запасы, которые увеличивают экологические последствия при их добычи. В статье определены критерии отнесения нефти к трудноизвлекаемым. С использованием базы данных по физико-химическим свойствам нефти проведен анализ пространственного распределения трудноизвлекаемых нефти основных нефтегазоносных бассейнов мира, выявлены особенности физико-химических свойств, как нефти с аномальными свойствами, так и нефти в сложных условиях залегания (большая глубина, аномальные пластовые температуры, неблагоприятные коллекторы).

Материалы и методы

База данных ИХН СО РАН по физико-химическим свойствам нефти общим объемом информации 22180 описаний образцов нефти мира, методы геостатистического и пространственного анализа.

Ключевые слова

трудноизвлекаемые нефти, тяжелые нефти, вязкие нефти, сернистые нефти, смолистые нефти, парафинистые нефти, нефтегазоносный бассейн, физико-химические свойства нефти, сероводород, пластовая температура, глубина, коллекторы, экологические последствия

Введение

Как известно, более половины всех топливно-энергетических потребностей мира обеспечиваются нефтью и газом. Одновременно с ростом добычи нефти в мире прирост ее запасов уже длительное время не компенсируется, истощается наиболее качественная часть ее ресурсов, в частности наиболее легкие, маловязкие, малосернистые нефти. Включаются в разработку трудноизвлекаемые запасы с высокой плотностью, вязкостью, сернистостью и смолистостью. Это резко меняет не только технологические параметры нефтяного сырья с неблагоприятными свойствами, но и увеличивает экологические издержки при его освоении и усиливает негативное влияние на окружающую среду. Своевременное изучение физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей (ТИН) может предотвратить или хотя бы уменьшить эту нагрузку на окружающую среду, позволит своевременного принять защитные меры еще на стадии выбора технологий добычи, транспортировки и переработки такого нефтяного сырья.

К трудноизвлекаемым относятся запасы нефти, заключенные в геологически сложнопостроенных пластах и залежах или представленные малоподвижной нефтью (например, с высокой вязкостью, плотностью и высоким содержанием твердых парафинов). Они характеризуются сравнительно низкими дебитами скважин, обусловленными низкой продуктивностью пластов, неблагоприятными условиями залегания нефти

(газонефтяные залежи, глубина более 4500 м и др.) или аномальными физико-химическими свойствами (рис. 1) [1–6].

Основу анализа свойств ТИН составила выборка от 50 до 5000 образцов ТИН из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти Института химии нефти СО РАН, которая в настоящее время включает описание 22180 образцов нефти. Более подробно данная информация представлена в таб. 1.

Физико-химические свойства

аномальных трудноизвлекаемых нефтей

Известно, что тяжелые и вязкие нефти обогащены тяжелыми элементами-примесями, многие из которых имеют ярко выраженные токсические свойства. Это резко меняет не только технологические параметры углеводородного сырья, но и увеличивает экологические издержки при его освоении. Установлено, что тяжелые нефти наиболее обогащены металлокомплексами, особенно ванадием и никелем. По экспертной оценке мировые потенциальные ресурсы ванадия в тяжелой нефти и битумах составляют примерно 125 млн. т., а извлекаемые попутно с нефтью — около 20 млн. т [7–11]. Сейчас ванадий и никель теряются при сжигании нефтепродуктов, нанося большой ущерб окружающей среде. Причем, по мере исчерпания запасов легкой нефти и перехода на массовую разработку тяжелой нефти с высоким содержанием ванадия, никеля и других токсичных элементов, объемы металлокомплексов попутно извлекаемых

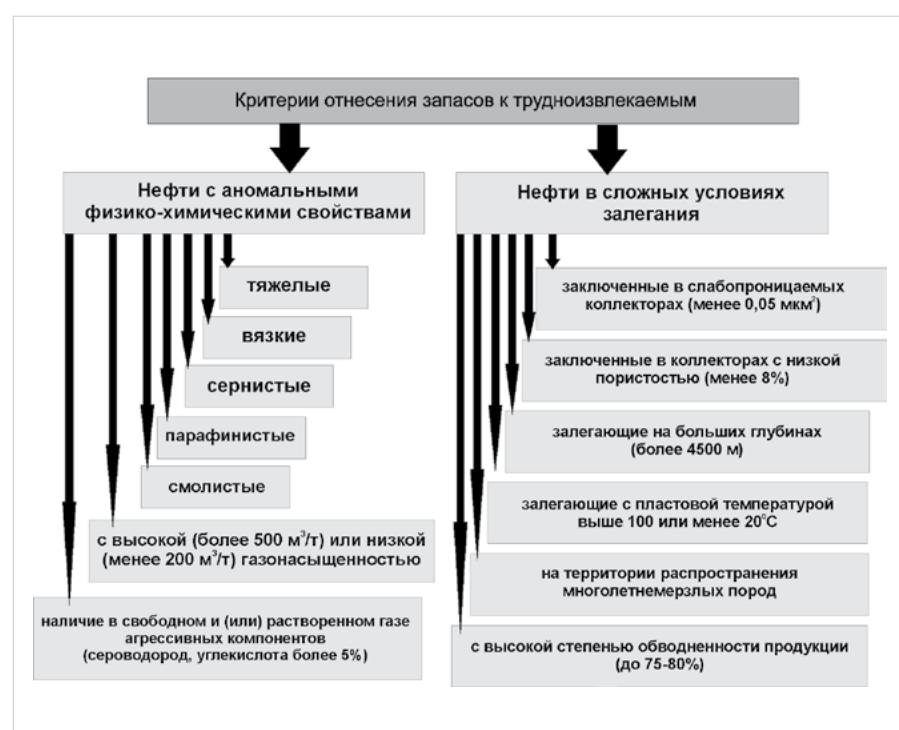


Рис. 1 — Основные критерии отнесения нефти к трудноизвлекаемой

с нефтью будут неизбежно возрастать и без соответствующих мер по их очистке для защиты окружающей среды осваивать их будет недопустимо.

Высокое содержание серы в нефти влияет как на технологию её освоения, транспорта, переработки и утилизации, так и на степень неблагоприятного воздействия на окружающую среду. Все это вынуждает технологов исследовать содержание серы в нефтях более детально. Высокое содержание смол в нефтях также является причиной технологических осложнений как при добыче и транспортировке нефти, так и в процессах их переработки, а

именно, способствует образованию кокса в процессе нефтепереработки, что приводит к закоксовыванию поверхности катализаторов, вызывая большой экономический ущерб при нефтепереработке.

Известно, что в объеме добываемой в России в 2006 г. нефти более 70% составили нефти с высоким содержанием парафинов. Постоянное увеличение в общем объеме добываемой нефти доли парафинистых нефтей ставит перед нефтяниками ряд сложных технических проблем. Повышенное содержание парафинов приводит к образованию устойчивых трудноразрушаемых

твердых фракций парафина, ухудшающих не только качество подготовки товарной нефти, но и степень очистки сточных вод, закачиваемых в пласт. Отложения парафинов в призабойной зоне пласта и на поверхности нефтепромыслового оборудования является одним из серьезных осложнений при эксплуатации скважин и трубопроводного транспорта. Парафиновые отложения снижают фильтрационные характеристики пласта, закупоривают поры, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб и, как следствие, значительно осложняют добычу и транспортировку нефти, увеличивают расход электроэнергии при механизированном способе добычи, приводят к повышенному износу оборудования, что несет угрозу возникновения экологических последствий нефтеразливов.

Физико-химические свойства тяжелых, вязких, сернистых, парафинистых и смолистых нефтей представлены в таб. 2, из которой видно, что такие нефти относятся к вязким (особенно сернистые нефти), высокосмолистым и среднепарафинистым (за исключением парафинистых нефтей, которые являются высокопарафинистыми и мало-сернистыми), с низким содержанием фракций и газовым фактором. Газовый фактор аномальных нефтей изменяется от 22 до 104 м³/т, что также является одним из критерии ТИН (рис. 1). Пластовые температуры залежей изменяются от 34 до 72°C.

Как уже отмечалось на рис. 1, к трудноизвлекаемым нефтям относятся нефти с газовым фактором ниже 200 м³/т и выше 500 м³/т. Рассмотрим физико-химические свойства нефти с низким газосодержанием. Выборка таких нефтей составила 2668 образцов из 1090 месторождений 67 нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Отличаются большим количеством месторождений с низкой газонасыщенностью Волго-Уральский НГБ (ВУНГБ) — 398 месторождений, Западно-Сибирский НГБ (ЗСНГБ) — 171 месторождение, в Афгано-Таджикском, Северо-Кавказском и Тимано-Печорском (ТПНГБ) таких месторождений от 25 до 56. Физико-химические свойства рассматриваемых нефтей представлены в таб. 3, из которой видно, что нефти относятся к нефтям со средней плотностью, высоковязким, сернистым, среднепарафинистым, среднесмолистым и малоасфальтеновым, со средним содержанием фракций.

Нефть с высоким газосодержанием (более 500 м³/т) в БД оказалось не очень много — всего 51 образец из 39 месторождений 22 НГБ (таб. 1). Они распределены по континентам следующим образом: 1 — в Африке, 10 — в Америке и остальные 11 — в Евразии. Больше всего месторождений с высоким содержанием газа находится в США — 19 месторождений, в России — 7 месторождений (Розовское в ВУНГБ, Варьеганское, Лугинецкое, Западно-Лугинецкое и Вынгаяхинское в ЗСНГБ и два месторождения Гудермесское и Хаян-Кортовское в Северо-Кавказском НГБ), Казахстане — 3 месторождения (Жанажол, Тенгиз и Новобогатинское). В таб. 3 показано, что такие нефти относятся к легким, маловязким, малосернистым, умеренно парафинистым, малосмолистым и малоасфальтеновым, с высоким содержанием фракций.

Наличие в нефти химически агрессивного сернистого газа концентрацией более 5% также осложняет добычу нефти, несет

Трудноизвлекаемые нефти		Объем выборки из БД	Количество нефтегазоносных бассейнов	Количество месторождений
Нефти с аномальными свойствами	Тяжелая (плотность более 0,88 г/см ³)	5104	119	1725
	Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с при 20°C)	2510	63	892
	Сернистая (содержание серы более 3%)	865	40	358
	Смолистая (содержание смол более 13%)	2030	52	702
	Парафинистая (содержание парафинов более 6%)	2327	58	807
	С высокой газонасыщенностью (более 500 м ³ /т)	51	22	39
	С низкой газонасыщенностью (менее 200 м ³ /т)	2668	67	1090
	С высоким содержанием сероводорода (более 5%)	81	20	57
Нефти в сложных условиях залегания	В слабопроницаемых коллекторах (менее 0,05 мдм ²)	479	33	345
	В коллекторах с низкой пористостью (менее 8%)	96	12	63
	Большие глубины залегания (более 4500 км)	407	25	206
	Пластовая температура выше 100°C	839	47	438
	Пластовая температура ниже 20°C	316	35	169

Таб. 1 — Количественная характеристика описаний трудноизвлекаемых нефтей в БД

Физико-химические показатели	тяжелая	вязкая	сернистая	парафинистая	смолистая
Плотность, г/см ³	0,9203	0,9144	0,9320	0,8494	0,8497
Вязкость при 20°C, мм ² /с	1866,12	2168,17	3361,37	99,38	38,76
Содержание серы, %	1,98	1,91	4,15	0,55	2,08
Содержание парафинов, %	3,91	4,21	3,89	12,98	4,73
Содержание смол, %	17,55	16,43	23,57	7,78	21,76
Содержание асфальтенов, %	5,15	4,70	8,40	1,89	5,62
Фракция н.к. 200°C, %	12,35	12,84	13,74	20,63	15,42
Фракция н.к. 300°C, %	28,46	29,01	28,66	40,42	30,81
Газосодержание в нефти, м ³ /т	38,16	25,56	22,36	104,47	43,32
Термобарические условия залегания					
Температура пласта, °C	42,68	35,94	34,33	71,59	41,08
Пластовое давление, МПа	15,68	14,28	14,53	24,54	16,56

Таб. 2 — Физико-химические свойства тяжелой, вязкой, сернистой, парафинистой и смолистой нефти

коррозийную нагрузку на оборудование, увеличивая тем самым экологическую опасность нефтедобычи, требуя применения специального оборудования при бурении скважин и добыче нефти. Сероводородной коррозии подвергаются как открытые поверхности металлов, так и находящиеся под слоем золовых отложений. Для сероводородной коррозии характерно образование язв на поверхности металла, растрескиваний, а также увеличение хрупкости металлов под действием выделяющегося водорода. Сероводородная коррозия влияет на внутренние поверхности нефтепроводов, как в тонком пленочном слое, адсорбированном на поверхности труб, так и в объеме электролита, образующегося в нижней части трубопровода из скапливающейся воды. Довольно сильной сероводородной коррозии подвергаются днище и нижний пояс резервуаров, соприкасающиеся с отделяемой от нефти водой. В газовой фазе интенсивность сероводородной коррозии резервуара весьма велика, поэтому крыша и верхние внутренние части корпуса корродируются особенно сильно.

При совместной транспортировке нефти с высоким содержанием сернистого газа и воды в виде водонефтяной эмульсии термодинамические нарушения транспортной среды могут приводить к выделению сернистого газа из нефти и обогащению им попутных вод. В связи с этим возникает острая необходимость организации глубокой дегазации и деэмульсации нефти и глубокой очистки сточных вод с отводом газа в систему газосбора, а сточных вод — в систему технического водоснабжения, снизвив интенсивность коррозийных процессов подземного и наземного нефтепромыслового оборудования и создав благоприятные условия для предотвращения экологических рисков [7, 12].

В БД образцов нефти с высоким содержанием сероводорода оказалось 81 из 57 месторождений 20 НГБ (таб. 1). Больше всего этих месторождений находится в России (24), Канаде (6), Казахстане и США (по 5 месторождений). Физико-химические свойства таких нефтей представлены в таб. 4, из которой видно, что они относятся к нефтям средней плотности и повышенной вязкости, сернистым, среднепарафинистым, средне-асфальтеновым и умеренно смолистым, с низкой газонасыщенностью.

Физико-химические свойства трудноизвлекаемой нефти в сложных условиях залегания

В перечень основных критериев выделения трудноизвлекаемых запасов нефти входит аномальная пластовая температура — выше 100°C либо ниже 20°C [1, 3]. Знание значения пластовой температуры важно для экологической оценки свойств нефтей. Их поведение в приповерхностных условиях, т.е. в условиях температур, как правило, ниже 40–45°C, остается сравнительно благоприятным — нефти мало растворимы, а следовательно, и мало миграционно-подвижны. Но если, к примеру, добыча высоковязких нефтей сопровождается применением парогенераторов, или методов подземного горения, экологическая ситуация резко меняется. Их растворимость в нарастающем ряду от метановых

к нафтеновым и ароматике увеличивается, причем в 2–3 раза. К примеру, малорасторимые в воде при нормальных условиях бензол, толуол, бенз (а)-пирены, многие смоло-асфальтеновые фракции становятся растворимыми. Они выносятся с горячими водами из зоны добычи, загрязняя тем самым водоносные горизонты. Это же свойство нефти растворяться в «горячих» пластовых водах (более 100°C) особенно с минерализацией менее 100 г/л следует учитывать и при сбросе нефтяных пластовых вод, попадающих на поверхность при добыче нефти с больших глубин, обычно более 4000 м в бассейнах с высоким тепловым потоком [7].

В БД выделено 839 образцов нефти из 438 месторождения 47 НГБ, залегающих в пластах с «горячими» пластовыми водами (более 100°C) (таб. 1). Больше всего залежей с высокой пластовой температурой на территории России находится в ЗСНГБ и Северо-Кавказском НГБ, недра которых характеризуются и самым высоким тепловым потоком [7, 13–16]. В этих бассейнах пластовая температура может

изменяться от 100 до 190°C, например, в месторождениях Гудермесское, Эльдаровское, Бойчаровское, Северо-Малгобеское, Брагунское в Северо-Кавказском НГБ и Быстринское в ЗСНГБ. Высокотемпературные залежи месторождений (пластовая температура более 160°C) находятся в бассейнах Мексиканский залив и Западный Внутренний в Северной Америке, в Восточно-Австралийском НГБ в Австралии, в Евразии — Амударьинском, Венском, Западно-Сибирском, Паннонском, Северо-Кавказском и Центрально-Европейском НГБ. Из таб. 5 следует, что нефти в высокотемпературных пластах являются легкими, со средней вязкостью, малосернистыми, малосмолистыми и малоасфальтеновыми, но умеренно парафинистыми.

Аномально низкая пластовая температура (ниже 20°C) ведет к экологическим последствиям добычи нефти из-за низкой разницы между пластовой температурой и температурой застывания парафинов и смол в нефти. В БД образцов нефти, залегающих в пластах с низкой температурой, определено в количестве 316 из 169 месторождений 35 НГБ.

Физико-химические показатели	Нефти с низкой газонасыщенностью (менее 200 м³/т)		Нефти с высокой газонасыщенностью (более 500 м³/т)	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см³	2522	0,86	45	0,83
Вязкость при 20°C, мм²/с	1659	181,84	7	3,09
Содержание серы, %	1877	1,29	38	0,36
Содержание парафинов, %	1719	5,63	12	6,25
Содержание смол, %	1399	10,71	12	7,94
Содержание асфальтенов, %	1427	2,80	10	2,48
Фракция н.к. 200°C, %	214	24,66	3	35,10
Фракция н.к. 300°C, %	212	42,86	2	52,80
Газосодержание в нефти, м³/т	2667	62,85	50	707,07
Термобарические условия залегания				
Температура пласта, °C	2084	55,05	24	87,19
Пластовое давление, МПа	2130	19,75	21	27,17

Таб. 3 — Физико-химические свойства нефти с различной газонасыщенностью

Физико-химические показатели	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см³	23	0,87
Вязкость при 20°C, мм²/с	10	49,33
Содержание серы, %	19	2,18
Содержание парафинов, %	13	4,05
Содержание смол, %	12	14,56
Содержание асфальтенов, %	11	6,23
Фракция н.к. 200°C, %	2	24,90
Газосодержание в нефти, м³/т	15	109,97
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, °C	27	74,75
Пластовое давление, МПа	31	31,50

Таб. 4 — Физико-химические свойства нефти с высоким содержанием сернистого газа в нефти (более 5 %)

Наибольшее число месторождений выявлено в ВУНГБ — 81, в Лено-Тунгусском бассейне — 10, по 7 месторождений в Западно-Канадском, Прикаспийском и ТПНГБ. Физико-химические свойства нефти, залегающих в пластах с низкой температурой, представлены в таб. 5. В среднем эти нефти могут быть отнесены к нефтям с повышенной плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, умеренно смолистым, среднеасфальтеновым и с низким газосодержанием в нефти.

Сравнение данных из таб. 5 показало, что свойства нефти сильно зависят от температурных условий залегания. Наилучшими качественными показателями обладают нефти в пластах с высокой пластовой температурой.

Глубокозалегающие нефти (более 4500 м) также относятся к трудноизвлекаемым нефтям (рис. 1). В БД таких нефти оказалось

407 из 206 месторождений 25 НГБ. Наибольшее число НГБ с глубокозалегающими нефтями относится к Евразии (60%), 5 бассейнов в Северной Америке, 4 — в Южной Америке и бассейн Перт в Австралии. Установлено, что в Северо-Кавказском бассейне таких месторождений 35, в ЗСНГБ — 33, в Прикаспийском — 18, по 16 месторождений в бассейнах Мексиканского залива и Таримском. Самые большие глубины залегания (более 7000 м) характерны для следующих западно-сибирских месторождений — Гыданское, Ен-Яхинское и Мохтиковское, в Западно-Канадском НГБ — это Гилби, Медисин-Ривер, Кроссфилд, Вилесден-Грин и Ферриер, в Днепровско-Припятском НГБ — Шевченковское месторождение и для китайских месторождений Чутунг (Северо-Тайваньский НГБ) и Халахатанг (Таримский НГБ).

Физико-химические свойства приведены в таб. 6, где показано, что в среднем глубо-

ко залегающие нефти могут быть отнесены к легким, с повышенной вязкостью, среднепарафинистым, малоасфальтеновым, с высоким содержанием фракции н.к. 200°C и средним содержанием фракции н.к. 300°C. Выявлено высокое газосодержание в этих нефтях. Как видно из таб. 6, в среднем пластовая температура в зоне добычи с большими глубинами выше 120°C, что может нести угрозу возникновения экологических последствий добычи и освоения высокотемпературных нефтий, как было сказано выше.

Трудноизвлекаемыми нефтями в соответствии с рис. 1 считаются нефти, заключенные в неблагоприятных коллекторах, к которым относятся слабопроницаемые (проницаемость менее 0,05 мкм²) и низкопористые (пористость менее 8%) [1, 3].

Рассмотрим физико-химические свойства ТИН в слабопроницаемых коллекторах. В БД образцов нефти, залегающих в слабопроницаемых коллекторах, определено в количестве 479 из 345 месторождений 33 НГБ (таб. 1). В России низкая проницаемость неблагоприятных коллекторов является одним из основных геологических факторов, осложняющим эффективную добычу. Именно проблемы низкой проницаемости сдерживают освоения ряда месторождений Ханты-Мансийской впадины в Западной Сибири, а также продуктивного рифея Юрубчено-Тохомской зоны Лено-Тунгусского бассейна. Наибольшее число месторождений с неблагоприятными коллекторами выявлено в ВУНГБ — 118, в Пермском бассейне (Северная Америка) — 57, в ЗСНГБ — 27, в Северо-Кавказском — 26, ТПНГБ — 25, в Уилли斯顿ском и Западно-Канадском (Северная Америка) — 13 и 12 месторождений соответственно. По нашим данным в России самые слабопроницаемые коллектора находятся в Тимано-Печорском (Яргекское, Джьерское, Западно-Тэбукское, Хосолтинское, Василковское, Кумжинское и др.), Северо-Кавказском (Джигинское), Западно-Сибирском (Заозерное и Ново-Аганское), Волго-Уральском (Малышевское), Лено-Вилюйском (Средне-Вилюйское) и Прикаспийском (Астраханское) бассейнах. Физико-химические свойства нефтий, залегающих в коллекторах с низкой проницаемостью, представлены в таб. 7. В среднем эти нефти могут быть отнесены к нефтям со средней плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, среднеасфальтеновым, с высоким содержанием фракции н.к. 200°C и средним содержанием фракции н.к. 300°C и с низким газосодержанием в нефти.

Рассмотрим физико-химические свойства ТИН в низкопористых коллекторах (пористость менее 8%). В БД находится 95 образцов из таких коллекторов 63 месторождений 12 бассейнов на территориях Венесуэлы, Италии, Канады, Китая, России и США. Наибольшее число месторождений с коллекторами низкой пористости выявлено в ВУНГБ — 21, в Западно-Канадском бассейне таких месторождений 16, в Пермском — 8, по 4 месторождения в Северо-Кавказском и Тимано-Печорском бассейнах. Очень низкой пористостью коллекторов отличаются месторождения ВУНГБ (Бузовъязовское,

Физико-химические показатели	Нефти с высокой пластовой температурой (более 100°C)		Нефти с низкой пластовой температурой (менее 20°C)	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см³	432	0,8251	221	0,8855
Вязкость при 20°C, мм²/с	155	12,03	165	12929,34
Содержание серы, %	237	0,36	137	1,46
Содержание парафинов, %	228	9,85	126	3,87
Содержание смол, %	214	5,36	112	14,52
Содержание асфальтенов, %	203	1,27	106	3,98
Фракция н.к. 200°C, %	75	29,41	24	18,75
Фракция н.к. 300°C, %	64	49,10	24	33,13
Газосодержание в нефти, м³/т	117	163,63	104	36,82
Термобарические условия залегания				
Температура пласта, °C	838	119,40	318	15,37
Пластовое давление, МПа	665	38,31	267	10,04

Таб. 5 — Физико-химические свойства нефти с различной пластовой температурой

Физико-химические показатели	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см³	183	0,8363
Вязкость при 20°C, мм²/с	78	70,84
Содержание серы, %	123	0,50
Содержание парафинов, %	80	7,49
Содержание смол, %	70	5,42
Содержание асфальтенов, %	74	1,69
Фракция н.к. 200°C, %	60	31,31
Фракция н.к. 300°C, %	41	48,21
Газосодержание в нефти, м³/т	14	301,75
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, °C	84	120,33
Пластовое давление, МПа	85	68,30

Таб. 6 — Физико-химические свойства нефти с большой глубиной залегания (более 4500 м)

Нагорное, Ерсубайкинское), Северо-Кавказского (Благовещенское, Джигинское, Ключевское), ЗСНГБ (Мыльджинское и Средне-Итурское) и Западно-Канадского (Джофрэ) бассейнов. Физико-химические свойства нефти, залегающих в коллекторах с низкой поистинестью, представлены в табл. 7. В среднем эти нефти могут быть отнесены к нефтям со средней плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, среднесмолистым, средне-асфальтеновым, с высоким содержанием фракции н.к. 200°C и средним содержанием фракции н.к. 300°C и с низким газосодержанием в нефти.

В заключение можно сказать, что в связи с сокращением запасов легкодоступных нефти в мире наблюдается рост доли трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добываемой нефти, что в свою очередь ведет к усилению их негативного влияния на окружающую среду при добычи, транспортировке и переработке.

Итоги

Проведен пространственный анализ размещения трудноизвлекаемых нефти мира. Выявлены закономерности залегания этих нефти и особенности их свойств. Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефти. Описаны экологические последствия добычи трудноизвлекаемых нефти.

Выводы

В статье определены критерии отнесения нефти к трудноизвлекаемым нефтям. С использованием базы данных по физико-химическим свойствам нефти проведен анализ пространственного распределения трудноизвлекаемых нефти основных нефтегазоносных бассейнов мира, выявлены особенности физико-химических свойств, как нефти с аномальными свойствами, так и нефти в сложных условиях залегания (большая глубина, аномальные пластовые температуры, неблагоприятные коллекторы). Данные исследования могут использованы для прогноза ареалов планетарного распространения месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями в России и основных нефтегазоносных бассейнах мира и определения основ стратегии предпринимательской защиты окружающей среды при освоении трудноизвлекаемых нефти. Полученные результаты могут быть использованы при разработке новых экологически безопасных и усовершенствований существующих методов и технологий нефедобычи, транспортировки нефти с аномальными физико-химическими свойствами, а также при решении других задач нефтяной отрасли.

Список используемой литературы

- Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпурков И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. 2011. № 6. С. 21–26.
- Ибраев В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. Тюмень: Тюменский дом печати, 2006. 208 с.
- Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. 2009. № 6. С. 33–35.
- Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. Избранные труды (1958–2000 гг.). М.: ИГИРГИ, 2001. 656 с.
- Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добывчу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 11. С. 44–50.
- Лукьянов Э.Г., Тренин Ю.А., Деревягин А.А. Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти // Нефтегазовое дело. 2008. № 1.
- Якуцени С.П. Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. Спб.: Недра, 2005. 372 с.
- Ященко И.Г. Тяжелые ванадиевоносные нефти России // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. 2012. Т. 321. № 1. С. 105–111.
- Ященко И.Г. Ресурсы тяжелых нефти мира и сравнительный анализ их физико-химических свойств // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 5 (23). С. 47–53.
- Ященко И.Г. О металлоносности тяжелой нефти России // Нефть Газ Новации. 2012. № 8. С. 11–16.
- Ященко И.Г. Токсоопасные тяжелые нефти России: региональные и качественные особенности // Экологический вестник России. 2013. № 6. С. 26–33.
- Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т. и др. Глубокая очистка сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты — непременное условие повышения их нефтеотдачи. Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы IV Международного научного симпозиума, 18–19 сентября 2013, Москва. В 2 т. Т. 2. М.: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 2013. С. 143–151.
- Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Изучение связи свойств нефти с геотермическими характеристиками нефтеносных территорий // Вестник СВНЦ ДВО РАН. 2005. № 3. С. 26–34.
- Ященко И.Г. Взаимосвязь свойств вязких нефти и уровня теплового потока на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. 2007. Т. 311. № 1. С. 73–76.
- Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Анализ статистической зависимости химического состава нефти от уровня теплового потока на нефтеносных территориях России // Геология нефти и газа. 2007. № 4, С. 39–42.
- Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Взаимосвязь свойств тяжелых нефти и уровня теплового потока на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. 2008. Т. 313. № 1. С. 59–63.

Физико-химические показатели	Нефти, залегающие в коллекторах с низкой проницаемостью (менее 0,05 мкм²)		Нефти, залегающие в коллекторах с низкой пористостью (менее 8%)	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см³	443	0,8712	86	0,8603
Вязкость при 20°C, мм²/с	404	1597,91	80	6590,91
Содержание серы, %	86	1,19	17	1,41
Содержание парафинов, %	79	4,41	13	3,21
Содержание смол, %	52	10,17	7	8,20
Содержание асфальтенов, %	40	3,54	7	1,96
Фракция н.к. 200°C, %	17	39,79	5	28,72
Фракция н.к. 300°C, %	11	48,92	5	51,76
Газосодержание в нефти, м³/т	78	47,84	17	107,43

Термобарические условия залегания

Температура пласта, °C	258	52,93	60	67,62
Пластовое давление, МПа	117	18,25	43	18,67

Таб. 7 – Физико-химические свойства нефти, залегающих в неблагоприятных коллекторах

Difficult-to-recover oils: physical and chemical properties and environmental impacts of production

UDC 553.982

Authors:Irina G. Yashchenko — geology and mineralogy ph.d, head of the laboratory¹; sric@ipc.tsc.ru¹Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation**Abstract**

The volume of oil production and consumption as the most technologically advanced and environmentally friendly type of fuel materials has been steadily increasing. Expanded to the area and its industrial use, especially in industries such as transportation, oil and gas polymer chemistry, metallurgy, etc. Along with the growth of oil production is depleted most of its high-quality resources. Included in the development as reserves, which increase the environmental consequences of their prey. The paper defines the criteria for classifying oils to hard-to. Using a database of physical and chemical properties of oil analysis of the spatial distribution of hard-core petroleum gas basins of the world, the peculiarities of physical and chemical properties, such as oils with anomalous properties, and petroleum in the difficult conditions of occurrence (greater depth, the abnormal formation temperatures, adverse collectors).

References

- Purtova I.P., Varichenko A.I., Shpurov I.V. *Trudnoizvlekaemye zapasy nefti. Terminologiya. Problemy i sostoyanie osvoeniya v Rossii* [Difficult-to-recover oils. The problems and the state of development in Russia]. Nauka i TEK, 2011, issue 6, pp. 21–26.
- Ibraev V.I. *Prognozirovaniye napryazhennogo sostoyaniya kollektorov i flyuidouporov neftegazovykh zalezhey v Zapadnoy Sibiri* [Prediction of the stress state of collectors and fluid trap oil and gas deposits in Western Siberia]. Tyumen: Tyumen Printing House, 2006, 208.
- Lisowski N.N., Halimov E.M. *O klassifikatsii trudnoizvlekaemykh zapasov* [About the classification of difficult to recover oils]. *Vestnik TsKRRosnedra*, 2009, issue 6, pp. 33–35.
- Halimov E.M. *Geotekhnologii razvedki i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy*. Izbrannye trudy (1958–2000 gg.) [Geotechnology exploration and development of oil fields. Selected works (1958–2000)]. Moscow: IGiRGI, 2001, 656 p.
- Halimov E.M. *Konseptsiya differentsirovannoy stavki naloga na dobychu poleznykh iskopaemykh* [The concept of differentiated tax rates on mining]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazonovikh mestorozhdeniy*, 2004, issue 11, pp. 44–50.
- Lukyanov E.G., Trenin Ju.A., Derevyagin A.A. *Dostovernost' geologo-geofizicheskoy informatsii dlya otseki izvlekaemykh (rentabel'nykh) zapasov nefti* [The accuracy of geological and geophysical data to estimate the recoverable (profitable) oil]. *Neftegazovoe delo*, 2008, issue 1.
- Yakutseni S.P. *Rasprostranennost' uglevodordnogo syr'ya, obogashchennogo*

Materials and methods

Database IPC SB RAS on physico-chemical properties of oil, information scope 22180 samples oils of the world, methods of geostatistical and spatial analysis

Results

Spatial analysis of the distribution of difficult-to-recover oils of the world held. Patterns of the occurrence of these oils and features of their properties. Comparative analysis of the physico-chemical properties of difficult-to-recover oils held. Describes the environmental effects of extraction of difficult-to-recover oils.

Conclusion

The paper defines the criteria of the oil to the difficult-to-recover oils. Using a database of physical and chemical properties of oil analysis of the spatial distribution of difficult-to-recover oils of oil-gas bearing basin the world, the peculiarities of physical and chemical properties, such as oils with

anomalous properties, and petroleum in the difficult conditions of occurrence (greater depth, the abnormal formation temperatures, adverse collectors). These studies can be used to predict the distribution of areas of planetary fields with difficult-to-recover oils in Russia and the major hydrocarbon basins of the world and determine the basic strategy of preventive protection of the environment during the development of difficult-to-recover oils. The results can be used to develop new environmentally friendly and improvement of existing methods and technologies of oil production and transportation of oil with abnormal physical and chemical properties, as well as to solve other problems of the oil industry.

Keywords

difficult-to-recover oils, heavy oils, viscosity oilshighly oils, sulphite oils, wax oils, oil-gas bearing basin, physical and chemical properties, hydrogen sulphide, reservoir temperature, depth, collectors, environmental impacts

- tyazhelymi elementami-primesyami. Otsenka ekologicheskikh riskov* [The prevalence of hydrocarbons, enriched in heavy impurities. Environmental risk assessment]. Saint Petersburg: Nedra, 2005, 372 p.
- Yaschenko I.G. *Tyazhelye vanadievenosnye nefti Rossii*. [Vanadium carrier heavy oil]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Nauki o Zemle*, 2012, Vol. 321, issue 1, pp. 105–111.
- Yaschenko I.G. *Resursy tyazhelykh neftey mira i sravnitel'nyy analiz ikh fiziko-khimicheskikh svoystv* [Heavy oil resources of the world and a comparative analysis of their physical and chemical properties]. *Exposition Oil Gas*, 2012, issue 5 (23), pp. 47–53.
- Yaschenko I.G. *O metalloinosnosti tyazhelyoy nefti Rossii* [About the heavy metal content of oil in Russia]. *Neft Gas Novatsii*, 2012, issue 8, pp. 11–16.
- Yaschenko I.G. *Toksoopasnye tyazhelye nefti Rossii: regional'nye i kachestvennye osobennosti* [Russian current dangerous heavy oil: regional and qualitative features]. *Ekologicheskiy vestnik Rossii*, 2013, issue 6, pp. 26–33.
- Kurbanbaev M.I., Abitova A.G., Mullan B.T. and others. *Glubokaya ochistka stochnykh vod, zakachivaemykh v produktivnye plasty — nepremennoe uslovie povysheniya ikh nefteotdachi. Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov: Materialy IV Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma, 18–19 sentyabrya 2013, Moskva. V 2 t. T. 2.* [Deep cleaning of sewage pumped into reservoirs — a necessary condition for improving their recovery. Theory and practice of enhanced oil recovery methods: Proceedings of the IV International Scientific Symposium, 18–19 September 2013, Moscow. In 2 volumes. Vol. 2. Moscow: Russian Oil and Gas Research Institute, 2013, pp. 143–151.
- Polishchuk Y.M., Yaschenko I.G. *Izuchenie svyazi svoystv neftey s geotermicheskimi kharakteristikami neftenosnykh territoriy* [Studies of the relationship of oil properties with geothermal characteristics of oil-bearing areas]. *Bulletin of the NESC FEB RAS*, 2005, issue 3, pp. 26–34.
- Yaschenko I.G. *Vzaimosvyaz' svoystv vyazkikh neftey i urovnya teplovogo potoka na territoriyakh Volgo-Ural'skogo, Zapadno-Sibirskogo i Timano-Pechorskogo basseynov* [Relationship properties of viscous oil and the level of heat flow in the Volga-Urals, West Siberia and Timan-Pechora basin. Tomsk Polytechnic University]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Nauki o Zemle*, 2007, Vol. 311, issue 1, pp. 73–76.
- Polishchuk Y.M., Yaschenko I.G. *Analiz statisticheskoy zavisimosti khimicheskogo sostava neftey o urovnya teplovogo potoka na neftenosnykh territoriyakh Rossii* [Statistical analysis of the dependence of the chemical composition of the oil on the level of heat flux on the oil-rich territories of Russia]. *Geologiya nefti i gaza*, 2007, issue 4, pp. 39–42.
- Yaschenko I.G., Polishchuk Y.M. *Vzaimosvyaz' svoystv tyazhelykh neftey i urovnya teplovogo potoka na territoriyakh Volgo-Ural'skogo, Zapadno-Sibirskogo i Timano-Pechorskogo basseynov* [The relationship of properties of heavy oil and the level of heat flow in the Volga-Urals, West Siberia and Timan-Pechora basin. Tomsk Polytechnic University]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Nauki o Zemle*, 2008, Vol. 313, issue 1, pp. 59–63.

Результаты применения пороховых генераторов давления акустических для интенсификации добычи нефти

К.А. Ваганов

аспирант¹

k.a.vaganov@mail.ru

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

В статье приводятся характеристики скважин и результаты их обработки пороховыми генераторами давления акустическими в период с 2003 по 2010 гг.

Материалы и методы

Статистический анализ.

Ключевые слова

интенсификация добычи, скважина, технология, пороховой генератор давления, воздействие на пласт

Необходимость увеличения коэффициента использования нефти (КИН) из добывающих скважин, а также увеличение приемистости нагнетательных скважин приобретает в настоящее время все большее значение.

Методы увеличения нефтедобычи (МУН) с применением пороховых генераторов давления — применяют в России десятки лет. Существует несколько методов — термогазохимическое воздействие, газодинамический разрыв пласта и др. [1].

В этой статье мы рассмотрим МУН с использованием пороховых генераторов нового поколения, создающих дополнительно к термогазохимическому воздействию на ПЗП еще и виброволновое, возникновение и действие на ПЗП которого приведено в [2].

Пороховой генератор давления акустический (ПГДА) состоит из нескольких канальных элементов и простого устройства для сборки, имеет максимальные: калибр 112 мм, длину до 12,5 м и массу 125 кг. Он работает при температурах до +100°C и глубинах залегания пластов от 300 до 3500 м. [3]

ПГДА — первое из отработанных и внедренных устройств с «пульсирующими» зарядами [2]. Опытные работы с ним на нефтедобывающих скважинах были начаты в 1996 г. Серийное производство ПГДА из утилизированных порохов налажено в 2003 г.

На нефтяных месторождениях Российской Федерации с помощью виброволновой технологии с использованием ПГДА

накоплен значительный опыт. Цель данной работы — сбор данных от разных нефтяных компаний, их классификация и информирование широкого круга специалистов и студентов нефтегазовой отрасли. В ходе работы были проанализированы справки [5–8] ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Лукойл-Пермь», ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «Белкамнефть», по проведённым обработкам 85 скважин за период с 2003 — по 2010 год. В таблице 1 приведены результаты применения ПГДА на месторождениях с терригенными и карбонатными коллекторами с несколькими пропластками. Пласти располагаются на глубинах 0,9–3,5 км., и имеют температуру 25–72°C.

Итоги

По результатам обработок значительного количества старых скважин в разных регионах России установлено, что дополнительная годовая добыча нефти достигает 800 тонн и более. Скважины, недавно введенные в эксплуатацию (менее года до обработки), также дали существенный прирост добычи нефти.

Выводы

Технология интенсификации добычи нефти и газа с использованием ПГДА перспективна для всех нефтегазовых скважин (новых и старых), а так же для дегазации и добычи метана из угольных пластов [4].

Полученную базу данных необходимо постоянно пополнять новыми результатами и

усл. №	место- рождение	тип коллектора	Средняя пористость, %	Средняя проница- емость, мкм ²	Пластовое давление, кгс	пластовая температу- ра, °С	плотность нефти, г/м ³	Вязкость нефти, МПа·с	толщина пласта, м	глубина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
X1	Павловское	карбонатный	10,0	18,70	10,656	25	0,824	9	6,0	1545
X2	Краснояско-Куединское	терригенный	17,35	93,93	7,644	26,7	0,885	7,15	2,99	1324
X3	Краснояско-Куединское	терригенный	18,0	377,0	9,06	26,7	0,885	7,15	2,39	1402
X4	Шагиртско-Гожанско	карбонатный	18,2	78,011	14,77	21	0,845	5,82	3,5	1205
X5	Гондыревское	терригенный	20,0	747,62	8,435	28,4	0,87	14,4	3,4	1420
X6	Альняшское	терригенный	15,6	2,260	12,413	25,5	0,907	50	7,4	1399
X7	Кудрявцевское	терригенный	20,9	320,0	14,132	35	0,899	44,13	3,35	1484
X8	Чарское	карбонатный	19,0	2,950	10,32	28,6	0,88	14,85	11,8	1462
X9	Рассветное	терригенный	20,53	586,3	9,515	25	0,882	30,8	6,75	1564
X10	Рассветное	терригенный	17,4	148,4	12,002	25	0,882	30,8	3,78	1580
X11	Рассветное	терригенный	12,45	3,890	12,369	25	0,882	30,8	5,19	1664
X12	Рассветное	терригенный	21,3	533,0	11,548	25	0,882	30,8	3,8	1586
X13	Рассветное	терригенный	17,15	80,10	12,097	25	0,882	30,8	6,22	1575
X14	Рассветное	терригенный	19,5	4,930	11,412	25	0,89	34,04	3,4	1609
X15	Рассветное	терригенный	20,7	1163,4	12,734	25	0,882	30,8	5,61	1557
X16	Рассветное	карбонатный	18,1	522,1	12,855	21,5	0,898	35,3	4,23	1354
X17	Батыrbайское	терригенный	18,7	266,5	12,865	27,5	0,857	11,1	6,02	1417
X18	Батыrbайское	терригенный	16,8	66,50	10,56	27,5	0,885	11,1	3,96	1477
X19	Батыrbайское	терригенный	22,56	511,3	10,896	27,5	0,848	8,2	5,13	1491
X20	Батыrbайское	терригенный	16,7	58,04	13,258	27,5	0,848	8,2	11,2	1400
X21	Рассветное	терригенный	17,4	247,0	10,43	25	0,882	30,8	5,17	1599
X22	Рассветное	терригенный	20,0	113,0	13,03	25	0,882	30,8	3,0	1562

(Начало. Продолжение на следующей странице)

Таб. 1 — Характеристики скважин и результаты применения метода интенсификации добычи нефти с применением ПГДА

использовать при выборе метода интенсификации добычи нефти.

Список используемой литературы

- Белин В.А., Грибанов Н.И., Шилов А.А., Пельых Н.М. Методы разрушения пласта коллектора энергией горения энергетических конденсированных систем. Москва: МГТУ, 2011. 213 с.
- Пельых Н.М. Технология виброволнового воздействие на продуктивные пласти твердотопливными элементами // Каротажник. 2004. № 9 (122). С. 121–134.
- Пельых Н.М., Ярешко А.А. Пат. 123831 Российская Федерация, МПК E21B43/263. Устройство для обработки продуктивного нефтегазоносного пласта. Опубл. 10.01.2013, Бюл. №17.
- Ярешко А.А., Шитиков В.А., Пельых Н.М., Ваганов К.А. Применение пороховых генераторов давления для удаления и добычи метана из угольных пластов // Газовая промышленность. 2013. №7 (693). С. 56–57.
- Балдина Т.Р. Справка ОАО «Лукойл-Пермь» от 16.09.2013 г.
- Манасян А.Э. Справка ОАО «Самаранефтегаз» от 18.09.2013 г.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.6

The results of applying the powder pressure generator for acoustic stimulation of oil production

Authors:

Konstantin A. Vaganov — graduate student; k.a.vaganov@mail.ru

¹Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Abstract

The paper summarizes the characteristics of wells and results are powder generators acoustic pressure in the period from 2003 to 2010.

Materials and methods

Statistical analysis.

Results

According to the results of treatments a

significant amount of old wells in different regions of Russia found that the additional annual oil production reached 800 tons or more. Wells recently commissioned (at least one year prior to treatment), also gave a significant increase in oil production.

Conclusions

Technology intensification of oil and gas using PPGA promising for all oil and gas wells

(new and old), as well as for degassing and extraction of coal bed methane [4]. The resulting database must be constantly updated with new results and used in selecting the method of intensification of oil.

Keywords

intensification of production, well, technology, powder pressure generator, the impact on the formation

References

- Belin V.A., Gribanov N.I., Shilov A.A., Pelykh N.M. *Metody razrusheniya plasta kollektora energiey goreniya energeticheskikh kondensirovannykh sistem* [Methods of destruction reservoir formation energy of combustion energy condensed systems]. Moscow: Moscow State Mining University, 2011, 213 p.
- Pelykh N.M. *Tekhnologiya vibrovolnovogo vozdeystviya na produktivnye*

- plasty tverdotoplivnymi elementami [Technology vibrovolnovogo impact on productive strata solid-elements]. Karotazhnik, 2004, issue 9 (122), pp. 121–134.
- Pelykh N.M., Yareshko A.A. Pat. 123831 Russian Federation, IPC E21B43/263. An apparatus for treating a producing oil and gas reservoir. Publ. 10.01.2013, Bull. issue 17.
- Yareshko A.A., Shitikov V.A., Pelykh N.M., Vaganov K.A. *Primenenie porokhovykh*

- generatorov davleniya dlya udaleniya i dobuchi metana iz ugor'nykh plastov [Application of powder pressure generators for removal and extraction of coal bed methane]. Gas Industry, 2013, issue 7 (693), pp. 56–57.
- Baldin T.R. Information from “Lukoil-Perm” from 16.09.2013.
- Manasyan A.E. Information from “Samaraneftegaz” from 18.09.2013.

дебит нефти до ТГХВ, т/сут	дебит жидкости до ТГХВ, м ³ /сут	вычесленная обводнённость до ТГХВ, %	Кол-во зв-рядов, шт	дебит нефти после ТГХВ, т/сут	дебит жидкости после ТГХВ, м ³ /сут	вычесленная обводнённость после ТГХВ, %	дополнительная добыча нефти, т	продолжительность эффекта в сутках
12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,12	0,16	9,0	6	1,73	2,23	5,9	138	167
2,18	3,81	35,3	4	4,3	7,03	30,9	891,3	334
0,39	0,65	32,2	4	0,17	0,17	0,0	2340,3	1407
1	2	40,8	8	2,68	6,81	53,4	187,5	213
0,11	0,11	0,0	4	0,08	0,08	0,0	38,2	58
0,15	0,36	54,1	10	0,09	1,83	94,6	1335,5	1454
6,29	6,65	5,2	4	6,31	6,67	5,2	271,6	321
2,21	2,7	7,0	10	2,31	2,86	8,2	44,5	165
0,71	0,9	10,6	4	2,61	3,36	11,9	1499,4	816
1,2	2,4	43,3	4	1,52	2,74	37,1	354,2	320
0,49	0,84	33,9	6	0,52	0,87	32,2	337,9	463
0,49	0,83	33,1	6	0,19	0,45	52,1	1899,6	1116
0,33	0,6	37,6	8	0,32	0,55	34,0	485,7	531
0,2	0,34	33,9	4	0,03	0,03	0,0	8	20
3,88	5,04	12,7	6	3,88	5,06	13,1	193,5	392
0,84	0,97	3,6	6	0,94	1,06	1,2	32,7	31
0,68	0,84	5,5	8	2,89	3,61	6,6	5932,8	1901
0,79	0,86	3,8	5	1,5	1,76	3,7	4815,6	2121
1,71	2,26	10,8	6	2,1	2,71	8,6	3734,7	2420
1,49	1,78	1,3	10	2,49	2,59	3,9	21,3	24
0,58	0,86	23,5	6	1,1	1,74	28,3	2820	1791
1,42	2,19	26,5	4	1,2	2,11	35,5	199,1	284

(Продолжение. Начало на предыдущей странице)

Таб. 1 – Характеристики скважин и результаты применения метода интенсификации добычи нефти с применением ПГДА

Анализ инновационных методов уменьшения песко- и водопритока при разработке обводненных месторождений нефти Эквадора

А.Е. Воробьев

д.т.н., профессор, заведующий кафедрой¹
fogel.al@mail.ru

Зарума Мартин Торрес

руководитель проектной группы²

¹Нефтепромысловая геология, горное и

нефтегазовое дело РУДН, Москва, Россия

²Национальный университет Эквадора, Кито, Эквадор

В данной статье предлагается новая группировка инновационных способов уменьшения песко- и водопритока по двум основным критериям: характеристика водонефтяного контакта и соответствующее техническое решение.

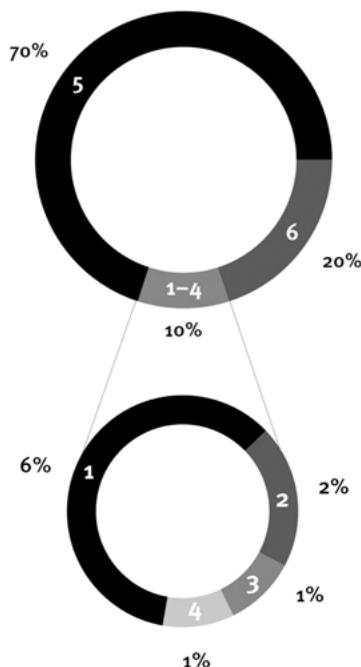
Материалы и методы

В статье использованы аналитические методы.

Ключевые слова

песко- и водоприток, обводненные месторождения нефти, разработка, группировка способов уменьшения песко- и водопритока

Рис. 1 – Соотношение воздействия различных факторов на окружающую среду при добыче нефти в Эквадоре:
1 – проходка и функционирование скважин;
2 – утечка буровых растворов;
3 – утечка нефти; 4 – выброс газов;
5 – извлечение воды; 6 – извлечение песка



Сложившаяся в настоящее время ситуация с потреблением углеводородов, в том числе нефти, диктует целесообразность внедрения новых, более эффективных, технологий разработки месторождений.

В то же время, в связи с необходимостью обеспечения повышения экологичности работы нефтепромыслов, применяющиеся технологии должны способствовать природоохранной деятельности человека. Поэтому разработка методов рационального освоения месторождений нефти имеет важное экологическое значение для уменьшения потерь полезных компонентов, охраны окружающей среды от загрязнения.

При этом нужно отметить, что на протяжении последних десятилетий одной из острых проблем нефедобычи является необходимость резкого ограничения попутно добываемой воды и песка.

При добыче нефти из обводненных месторождений Эквадора на окружающую среду оказывают преимущественное влияние несколько факторов (рис. 1).

Так как наиболее негативное воздействие при разработке обводненных месторождений оказывают попутно извлекаемые замасленные и минерализованные воды, то изучение водного режима имеет целью понимание соответствующих механизмов загрязнения окружающей среды, а также оценку возможных альтернатив при эксплуатации и эффективного контроля продукции воды.

Кроме этого, в процессе эксплуатации нефтяных скважин, вскрывающих пласти слабосцепментированного песчаника, наблюдаются осложнения, связанные с разрушением прискважинной части продуктивного пласта. В результате также происходит негативное воздействие на окружающую среду.

В этой связи в нефтепромысловой практике наибольшее распространение получили следующие методы предупреждения поступления воды и песка в скважину (рис. 2).

Несмотря на обилие технических средств борьбы с песко- и водопритоками имеющийся практический опыт контроля их содержания в нефтеизвлекающих скважинах показал необходимость выработки технологических средств борьбы с их поступлением в целях увеличения производительности скважин по нефти.

Добыча нефти из скважины, несовершенной по степени вскрытия и проходящей через нефтяной пласт-коллектор с подстилающим водным горизонтом, создает определенный перепад давления, между стволом скважины и нефтяным пластом. В результате этого перепада давления пятно контакта нефть/вода принимает коническую форму.

По мере роста дебита нефтеотдачи высота конуса над первоначальным пятном контакта нефть/вода увеличивается, пока вода не прорвется в ствол скважины. Подобный

прорыв имеет место тогда, когда воронкообразный профиль, вследствие депрессии водо- и нефтесодержащего пласта вокруг ствола скважины, теряет стабильность.

Было разработано несколько практических решений с целью уменьшения риска формирования конуса обводнения в вертикальных скважинах. Основной подход при этом сводился к тому, чтобы увеличить время до прорыва воды посредством увеличения расстояния между перфорацией нижней зоны и первоначальным пятном контакта нефть/вода, или чтобы уменьшить количество воды в стволе скважины, тем самым уменьшив имеющийся гидростатический напор.

Другое промышленное решение проблемы нежелательного притока воды – разработка и применение технологии разделения нефти/воды в скважине.

По этой технологии используются гидроциклические сепараторы и забойные насосы, устанавливаемые в обсадной (эксплуатационной) колонне с целью разделения смеси нефть/вода в стволе скважины.

Однако при этом сразу начинается добыча воды, что требует расширения мощности водоочистных сооружений. Кроме того, извлечение смеси нефти и воды из одной залежи способно создать нежелательные экологические проблемы, вызванные утилизацией замасленных вод.

Одним из возможных решений является обратная закачка добытой нефти в пласт ниже перфораций нефтеносной зоны с целью недопущения формирования конуса. Однако, данная методика, известная как «модель нефтяных дублетов», экономически не привлекательна.

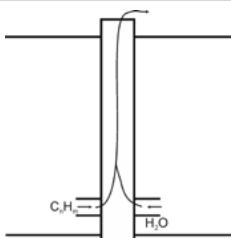
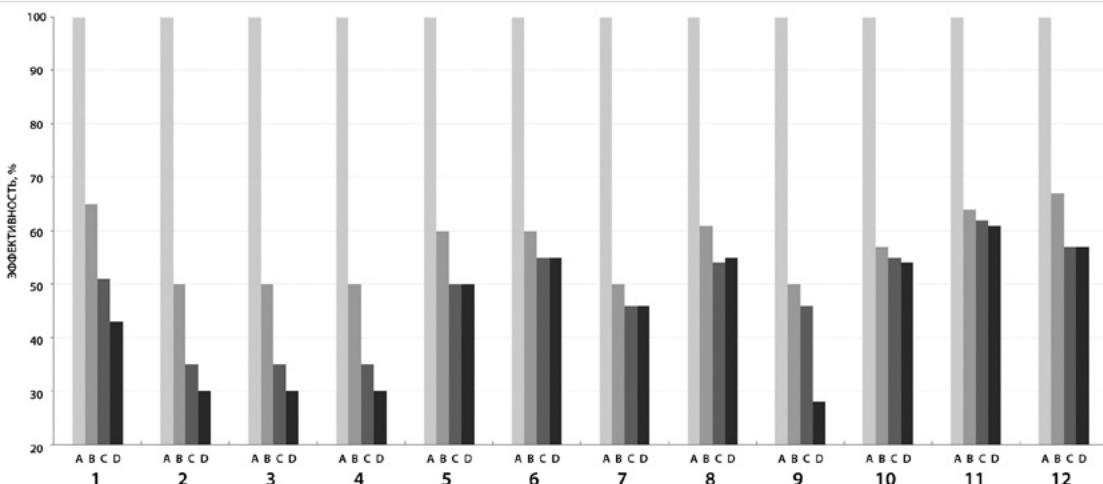
Другим решением является выборочная добыча нефти и воды из соответствующих зон с использованием двухпластовых скважин. В технологии двухпластовой скважины с глубинной колообразной западиной (DWS), верхнее закачивание осуществляется насколько возможно выше в пределах верхних 20% нефтеносной зоны, а вторая перфорация выполняется на глубину немногим ниже пятна контакта нефть/вода.

Проведенные исследования показали, что при этом из нижнего закачивания добывается незамасленная вода.

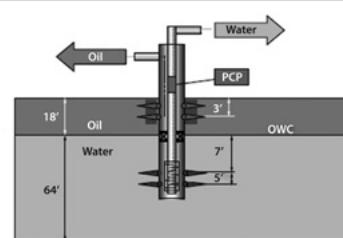
Учитывая высокие затраты разработки залежи посредством двухпластовой скважины, Driscoll (1972) обосновал вариант двойной перфорации. В частности, он предложил выполнять две перфорации – одну в нефтеносной зоне и другую в зоне воды, под первоначальным пятном контакта нефть/вода. При этом предусматривается возможность применения пакера и фонтанного штуцера в процессе регулирования дебита нефти/воды.

Недостаток этого подхода – снижение дебита нефти в результате увеличенного гидростатического напора смешанной жидкости.

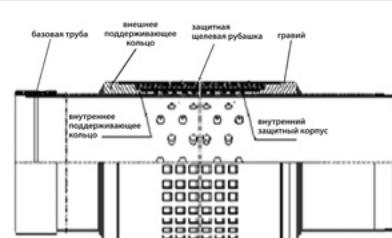
Рис. 2 — На данном графике приводится эффективность нижеуказанных методов уменьшения песко- и водопритока в нефтеизвлекающих скважинах (1–12)



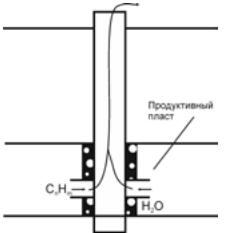
1 — Традиционная добыча



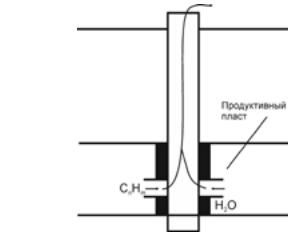
2 — Одновременная раздельная добыча нефти и воды



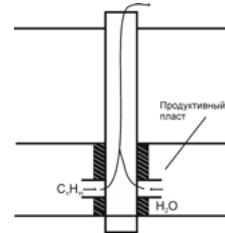
3 — Использование забойных противопесочных фильтров



4 — Закачка в продуктивный пласт крупнозернистого песка и гравия



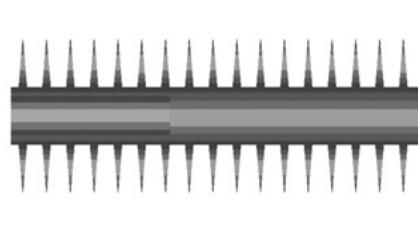
5 — Крепление приствольной части продуктивного пласта цементными, цементно-песчаными или пенополицементными смесями



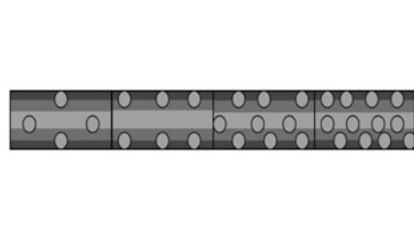
6 — Крепление прискважинной части продуктивного пласта синтетическими смолами



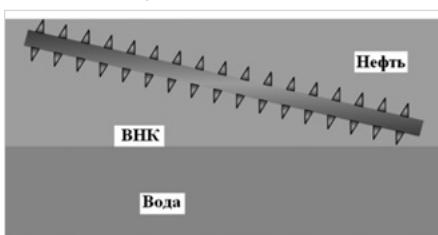
7 — Применение гидроциклических сепараторов и забойных насосов специальной конструкции, устанавливаемые в обсадной (эксплуатационной) колонне с целью разделения смеси нефть/вода в стволе скважины



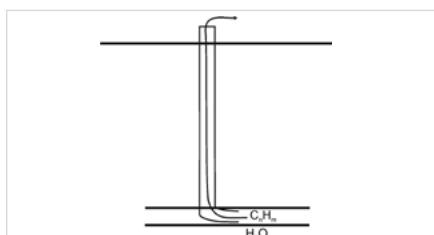
8 — Извлечение нефти посредством стингера



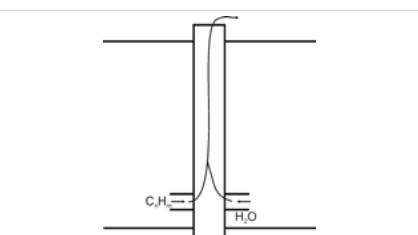
9 — Извлечение нефти изменением плотности перфорации



10 — Использование крутонаклонной скважины с головкой (наконечником), близко расположенной у ВНК



11 — Горизонтальное заканчивание скважин



12 — Извлечение нефти при периодическом изменении характеристик скважины (давления)

Несколько исследователей, в качестве основного решения для разработки нефтяных пластов, для которых характерно образование водяного конуса, рекомендовали применять технологию горизонтальной скважины.

Данное обстоятельство обусловлено тем, что если вертикальные скважины действуют как точечный источник, концентрирующий снижение давления в нефтяном пласте вокруг места заканчивания ствола скважины, то горизонтальные скважины действуют скорее как дренажные линии и, таким образом, распределяют водяную депрессию по всей длине ствола скважины.

Однако, горизонтальным скважинам, в силу их природы и геометрии, присущи и врожденные проблемы. Одна такая проблема состоит в том, что увеличенный контакт с продуктивным пластом, с точки зрения дебита нефтеотдачи являясь преимуществом, фактически становится недостатком, когда вода прорывается в ствол скважины, очень быстро увеличивая ее обводненность. В результате мобильная подошвенная вода проникает на нефтеносный участок, и, в конце концов, достигает скважины.

Ehlig-Economides (1996) предположила, что двойное окончание горизонтальной скважины (одно в нефтеносной зоне и одно в водной зоне) способно уменьшить проблемы обводнения в горизонтальных скважинах.

Renard и др. (1997), с целью повышения экономичности и ускорения общей добычи нефти в пластах, лежащих на активном подстилающем водоносном горизонте, рекомендовали бурение многосторонних скважин вместо нескольких горизонтальных скважин.

Метод заканчивания горизонтальной скважины с применением стингера подразумевает перераспределение потерь напора по стволу скважины посредством ввода отрезка трубы меньшего диаметра в закачивающую/эксплуатационную колонну, т.е. в хвостовик.

Причем, заканчивание горизонтальной скважины с применением стингера обеспечивает улучшенное распределение давления вскрытой поверхности стенок скважины в песчаном пласте посредством регулирования притока жидкости по стволу скважины. Этот процесс помогает оптимально перераспределить потери напора на трение жидкости вдоль перфорированной секции скважины.

Еще одна схема, обычно рекомендуемая для регулирования обводнения в горизонтальных скважинах, предусматривает изменение плотности их перфорации с целью равномерного распределения поступления жидкости. Так, плотность перфорации в начале должна быть ниже, чем в хвосте горизонтальной скважины.

Другой технологией, широко используемой при разработке нефть содержащих пластов с напорным режимом подошвенных вод и серьезными проблемами формирования водяного конуса, является технология крутонаклонной скважины.

Для ее осуществления в нефтесодержащем пласте с напорным режимом подошвенных вод головка ствола скважины помещается закрытой в плоскость контакта нефть/вода, в то время как верхний конец помещается закрытым в верхнюю часть нефтяного песка на большом расстоянии от этого контакта.

Итоги

Результаты выполненных экспериментов показывают, что прорыв воды в крутонаклонных скважинах может произойти на две точки ближе к подошве конуса и на конце скважины, и постоянно происходит на конце ствола в горизонтальных скважинах.

Выводы

Оптимальным путем решения снижения пеко- и водопритоков в нефтяные скважины при освоении обводненных месторождений является использование предложенных технологий и специальных устройств, выбор которых осуществляют на базе разработанной группировки.

Список используемой литературы

1. Воробьев А.Е., Зарума М.Т. Совершенствование природоохранных методов разработки обводненных месторождений нефти в Эквадоре. М.: Спутник, 2009. 161 с.
2. Воробьев А.Е., Джимиева Р.Б., Зарума М.Т. и др. Современные природоохранные методы освоения месторождений горючего сланца и высоковязкой нефти // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2009. № 6. С. 52–55.
3. Зарума М.Т. Экологически щадящая разработка обводненных месторождений в Эквадоре // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2009. № 3. С. 30–36.
4. Воробьев А.Е., Торрес З.М. Эквадор: разработка обводненных месторождений нефти // Нефтегазовые технологии. 2011. № 5. С. 34–39.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Analysis of innovative methods to reduce water inflow of sand and watered in the development of oil fields in Ecuador

Authors:

Aleksandr E. Vorob'ev — professor, head of department¹; fogel_al@mail.ru
 Zaruma Martin Torres — project team leader²;

UDC 553.982.2

¹Oilfield geology, mining, oil and gas business RPFU (Russian Peoples Friendship University), Moscow, Russian Federation

²National University of Ecuador, Quito, Ecuador

Abstract

In this paper we propose a new group of innovative ways to reduce sand and water inflow on two main criteria: the characteristic oil-water contact and the corresponding solution.

Materials and methods

Analytical methods.

Results

The results of the experiments show that water breakthrough in steeply inclined wells can occur at two points closer to the base of the cone and the end hole, and continuously occurs at the end of the bore in horizontal wells.

Conclusions

Optimal solutions by reduction of sand

and water influx into oil wells during the development of irrigated fields is using proposed technology and special equipment, choice of which is carried out on the basis developed group.

Keywords

sand and water production, flooded oil field development, ways to reduce the grouping of sand and water production

References

1. Vorobiev A.E., Zaruma M.T. Sovershenstvovanie prirodookhrannyykh metodov razrabotki obvodnennykh mestorozhdeniy nefti v Ekvadore [Improving environmental development methods flooded oil fields in Ecuador]. Moscow: Sputnik, 2009, 161 p.
2. Vorobiev A.E., Dzhimieva R.B., Zaruma M.T. Sovremennyye prirodookhrannyye metody osvoeniya mestorozhdeniy goryuchego slantsa i vysokovyzkoy nefti [Modern environmental development methods of deposits of oil shale and high-viscosity oil]. Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse, 2009, issue 6, pp. 52–55.
3. Zaruma M.T. Ekologicheski shchadyashchaya razrabotka obvodnennykh mestorozhdeniy v Ekvadore [Environmentally friendly development flooded fields in Ecuador]. Bulletin of the Russian Peoples' Friendship University. Series: Engineering studies, 2009, issue 3, pp. 30–36.
4. Vorobiev A.E., Torres Z.M. Ekvador: razrabotka obvodnennykh mestorozhdeniy nefti [Ecuador: watered oil development]. Neftegazovye tekhnologii, 2011, issue 5, pp. 34–39.

Усовершенствованная конструкция цепного привода ПЦ 60-3-0,5/2,5

И.Ф. Калачёв

д.т.н., первый заместитель директора¹
ttd@tatneft.ru

Е.В. Ульянов

начальник отдела²

А.Н. Меньшаев

заместитель начальника по конструкторско-технологической службе²

¹ООО «ТТД Татнефть», Лениногорск, Россия
²БМЗ ОАО «Татнефть», Бугульма, Россия

История создания цепных приводов берет начало еще в 30-х годах прошлого столетия, когда 2 октября 1933 года в СССР К.К. Риделем была запатентована качалка с длинным ходом, предназначенная для добычи нефти глубокими насосами для сверхглубоких скважин. Её конструкция состояла из деревянной рамы, мачты, нижнего вала, шкива, маховика, шариковых подшипников, нижнего вала, ведущих цепных звездочек, ведомых звездочек, двойных шариковых подшипников, рабочих ведущих звездочек, передвижных звездочек на салазках, подвижного пальца вала, салазок, упорных бабок, грузового ящика (противовеса), крестовины, подъёмной цепи, цепного блока, насосных штанг, опускаемых в трубы.

Ключевые слова

цепной привод, малая частота качаний, скважина, штанговые насосы

Долгое время эта идея не находила широкого применения. Эра «лёгкой» нефти способствовала массовому использованию классических станков-качалок балансирного типа. Данный тип оборудования, несмотря на простоту конструкции, обладал значительными массогабаритными характеристиками и энергопотреблением.

В 2000-х годах ситуация с добычей углеводородов стала меняться. Большинство месторождений вошли в позднюю стадию разработки, увеличилась обводнённость продукции, поэтому вопрос сокращения затрат на извлечение «чёрного золота» начал звать как никогда остро.

Новатором в этой области стала компания «Татнефть», специалисты которой спроектировали цепной привод штангового насоса с длинной хода 3 метра (далее — ПЦ). Принцип работы оборудования заключается в преобразовании вращательного движения выходного вала редуктора в возвратно-поступательное движение подвески штанг.

Как видно из рис. 1, область применения ПЦ с достаточно широким диапазоном штанговых насосов. Особенно актуально их использование при добыче обводненного сырья, высоковязкой нефти и эксплуатации малодебитных скважин. Во всех перечисленных случаях использование классических станков качалок либо невозможно, либо экономически нецелесообразно.

Модельный ряд ПЦ насчитывает более

10 модификаций. Наиболее широкое распространение получили привода штангового насоса ПЦ60-3-0,5/2,5. На сегодняшний день Бугульминским механическим заводом, который входит в группу компаний «Татнефть», выпущено более 1800 шт.

Основываясь на опыте эксплуатации заводом-изготовителем ведётся постоянное совершенствование конструкции. С 2013 года в серийное производство запущена новая модификация получившая маркировку ПЦ7007, имеющая ряд существенных конструктивных отличий от прежней модели.

Прежняя модификация не позволяла производить замену цепей с однорядной на двухрядную и наоборот. Сейчас, в зависимости от выбора цепи однорядной или двухрядной выбирается комбинация звездочек и скакки каретки. Остальные детали каретки взаимозаменяемые.

Каток противовеса (рис. 3) стал регулируемым и позволяет выставить положение скакки в одной плоскости со звездочками. Это положительно скажется на сроке службы цепи.

Ролики катка (рис. 4) устанавливаются на подшипниках с возможностью замены полиамидной обоймы. При износе рабочей части требуется лишь заменить её на новую, избежав при этом замены всего узла.

Новая конструкция кассетного противовеса (рис. 5) облегчает укладку дополнительных уравновешивающих грузов и исключает их падения с противовеса в процессе эксплуатации.

Наименование параметра

Величина параметра

1. Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг, кН	60
2. Номинальная длина хода, м	3,0
3. Число качаний, мин ⁻¹	0,5-2,5; (0,25-1,25)
4. Двигатель взрывозащищенный, ВА112 М4; ВА112 МВ8 Номинальная мощность двигателя, кВт Синхронная частота вращения вала двигателя, мин ⁻¹	5,5; 3,0 1450; 710
5. Габаритные размеры , мм, не более - высота - длина - ширина	6430 5410 3150
6. Масса привода без дополнительных уравновешивающих грузов и монтажных частей не более, кг.	6200

Таб. 1 — Основные технические данные

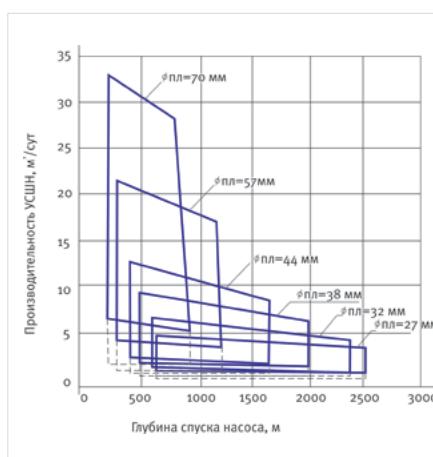


Рис. 1 — Область применения цепного привода



Рис.2 — Привод 60-3-0,5/2,5 (ПЦ7007)

Итоги

Теперь обслуживать цепной привод стало проще. При проведении ПРС и КРС можно демонтировать часть основания, сам привод перемещается от устья скважины специальным тяговым устройством (рис. 6). Кинематика работы цепного привода: малая частота качаний при равномерной скорости на большей части хода, обеспечивает благоприятный режим эксплуатации глубинно-насосного оборудования (ГНО). На практике этот режим приводит к снижению динамических нагрузок на штанговую колонну, что ведёт к сокращению количества их отказов, а также увеличению коэффициента наполнения насоса — за счёт снижения упругих деформаций на трубы и штанги. Кроме этого, достигнута

существенная экономия электропотребления.

Выводы

Результат анализа эксплуатации «проблемного» фонда скважин (до 30 м³/сут), на которых в ОАО «Татнефть» балансируемые аналоги (СК) были заменены на цепные привода

ПЦ60 с длиной хода 3 м, показал следующее:

- количество подземных ремонтов по причине образования водонефтяной эмульсии снизилось **в 3,3 раза**;
- по причине отказа штанг снизилось **в 2,3 раза**;
- в целом по всем причинам количество ремонтов уменьшилось **в 1,5 раза**;
- межремонтный период работы (МРП) скважин после внедрения на них цеп-

ных приводов увеличился в среднем на 465 сут.;

- снижение эксплуатационных затрат связанных с ПРС составил 126,8 тыс. руб./год, экономия электроэнергии составила в среднем 15–20% или 15,8 тыс. руб./год на один привод.

Список используемой литературы

1. Валовский В.М., Валовский К.В. Цепные приводы скважинных штанговых насосов. М.: ВНИИОЭНГ, 2004. 490 с.
2. Валовский В.М., Шамсутдинов И.Г., Федосенко Н.В. Устройство, расчёт и конструирование цепных приводов скважинных штанговых насосов. М.: Нефтяное хозяйство, 2013. 272 с.



Рис. 3 — Каток противовеса

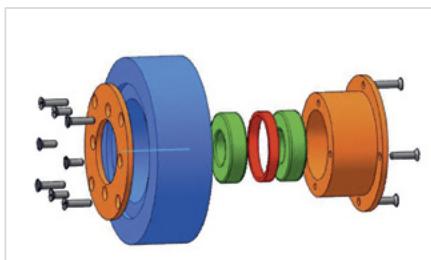


Рис. 4 — Ролик катка

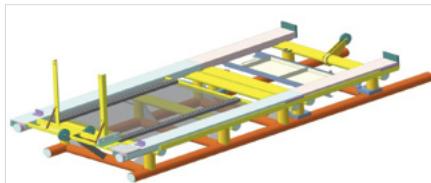


Рис.6 — Основание ПЦ



Рис. 5 — Противовес кассетный

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Advanced design of the chain drive PC 60-3-0,5 /2.5

Authors:

Ivan F. Kalachev — PhD, deputy director¹; ttd@tatneft.ru

Evgenny V. Ul'yanov — deputy head of marketing²;

Aleksandr N. Men'shaev — deputy head of design and technology service²;

UDC 622.276

¹Tatneft Trade and Technology House, Leninogorsk, Russian Federation

²BMZ Tatneft JSC, Bugul'ma, Russian Federation

Abstract

History of the chain drives dates back to the 30s of last century, when on October 2, 1933 in the USSR, K.K. Riedel was patented conventional pumping unit with a long course, designed for deep oil pumps for ultra-deep wells. Its structure consisted of a wooden frame, mast, lower shaft, pulley, flywheel, ball bearings, lower shaft, leading chain sprockets, driven sprockets, double ball bearings, work leading sprockets, sprockets mobile on a skid, rolling pin shaft, skid, loose head, cargo box (counterweight), crosses, lifting chain, chain block, sucker rods, lowered into the pipe.

Results

Nowadays maintaining chain drive has become easier. When conducting WO and WL operations

can be dismantled only part of the base, the actuator moves from the wellhead special traction device. Kinematics of a chain drive: small oscillation frequency at the uniform speed over most of the move, provides a favorable operating conditions downhole pumping equipment (DPE). In practice, this mode reduces the dynamic loads on the rod string, which leads to a reduction in the number of failures, and increase the filling ratio of the pump — by reducing the elastic strain on pipes and rods. Besides, achieved significant savings of electricity.

Conclusions

Result analysis operation «problem» wells (up to 30 m³/day), which in the JSC «Tatneft» balancer analogues (SK) has been replaced by chain drive PC60 with stroke length of 3 m,

pumps]. Moscow: VNIIOENG, 2004, 490 p.
2. Wallowski V.M., Shamsutdinov I.G., Fedoseenko N.V. Ustroystvo, raschet i konstruirovaniye tseplykh prisodov

showed the following:

- number of underground repairs due to the formation of oil emulsion decreased by 3.3 times;
- because of the refusal rods decreased by 2.3 times;
- in general for all the reasons the number of repairs decreased by 1.5 times;
- overhaul period of work (MCI) well after the introduction of chain drives them increased by an average of 465 days.
- reduced maintenance costs associated with CP was 126.8 thous. / Year energy savings amounted to an average of 15–20% or 15.8 thousand rubles. / Year per drive.

Keywords

chain drive, small oscillation frequency, well, rod pumps

skvazhinnykh shtangovykh nasosov [Device, calculation and design chain prisodov downhole rod pumps]. Moscow: Neftyanoe khozyaystvo, 2013, 272 p.

References

1. Wallowski V.M., Wallowski K.V. Tseplnye privedy skvazhinnykh shtangovykh nasosov [Chain drives downhole rod



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ТМС POWER MAN

ПНЕВМОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПРИВОД ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА

НАЗНАЧЕНИЕ

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



ТМС
ГРУПП

СОХРАНЯТЬ ПРИУМНОЖАЯ

ПРЕИМУЩЕСТВА

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



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ТМС POWER MAN

ПНЕВМОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПРИВОД ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА

Мы рады предложить Вам
выгодные условия поставки в кратчайшие сроки



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Освоение скважин после бурения и капитального ремонта. Оперативный подбор оптимальных параметров эксплуатации скважин в период освоения.

Эксплуатация на скважинах, оснащенных однолифтовыми установками одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Проведение исследований обводненности скважины благодаря возможности оперативного изменения параметров работы плунжера ШСН при переключении с одного пласта на другой (в течение 5 минут одним оператором).

Эксплуатация периодически работающего фонда скважин, выведенного в бездействие. Возможность эксплуатировать ШСН в широких диапазонах, минимальная длина хода – 0,25 м.

Проведение реанимационных работ на скважинах, имеющих риск зависания и заклинивания штанговых колонн. Наличие функции «расхаживания».

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОСНАЩЕНИЕ (ПО ЖЕЛАНИЮ ЗАКАЗЧИКА)

- ✓ Штанговращателем ШВ.
- ✓ Ограждением гидравлической станции и коробами для рукавов высокого давления.
- ✓ Специальным укрытием (будкой) для гидравлической станции во взрывозащищенном и антивандальном исполнениях.
- ✓ Оттяжками рамы гидропривода для снижения действия ветровых нагрузок.
- ✓ Функцией дистанционного управления с возможностью изменения параметров, дистанционного мониторинга и онлайн-контроля работы гидропривода с пульта оператора.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Марка привода	ТМС POWER MAN ПШСНГ-80-4,0 (однолифтовый)	ТМС POWER MAN ПШСНГ-80-4,0 (двухлифтовый)	ТМС POWER MAN ПШСНГ-80-4,0 (реанимационный)	ТМС POWER MAN ПШСНГ-80-6,0
Максимальная нагрузка на устьевом штоке, кН (кгс)	80 (8 000)	80 (8 000)	80 (8 000)	80 (8 000)
Длина хода устьевого штока, м	0,2+4	0,2+4	0,2+4	0,2+6
Шаг изменения длины хода, м	бесступенчатое	бесступенчатое	бесступенчатое	бесступенчатое
Число 2-х ходов в мин.	0,25 + 4	0,25 + 4	0,25 + 5,5	0,25 + 2
Мощность эл. двигателя, кВт.	5,5-7,5-11 кВт	5,5-7,5-11 кВт	15-18-22 кВт	5,5-7,5-11 кВт
Задита эл. двигателя и насоса от перегруза	автоматическая	автоматическая	автоматическая	автоматическая
Система уравновешивания	пневматическая (балансировка сжатым азотом)	пневматическая (балансировка сжатым азотом)	пневматическая (балансировка сжатым азотом)	пневматическая (балансировка сжатым азотом)
Станция управления	СУ СКАД (модернизированная)	СУ СКАД (адаптирована для работы с гидроприводом)	СУ СКАД (адаптирована для работы с гидроприводом)	СУ СКАД (адаптирована для работы с гидроприводом)
Масса привода (гидропривода и полного комплекта), кг	700 (2420±50) (мачта-1 шт. гидростанция -1 шт.)	700 (2420±50) (мачта-1 шт. гидростанция -2 шт.)	700 (2500±50) (мачта-1 шт. гидростанция -1 шт.)	750 (2500±50) (мачта-1 шт. гидростанция -1 шт.)
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), м				
- рамы	0,7 x 0,7 x 9	0,7 x 0,7 x 9	0,7 x 0,7 x 9	0,7 x 0,7 x 12
- гидростанции	1,35 x 1,4 x 1,7	1,35 x 1,4 x 1,7	1,35 x 1,4 x 1,7	1,35 x 1,4 x 1,7
Температура окружающей среды	-40 до +40°C	-40 до +40°C	-40 до +40°C	-40 до +40°C

423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д»

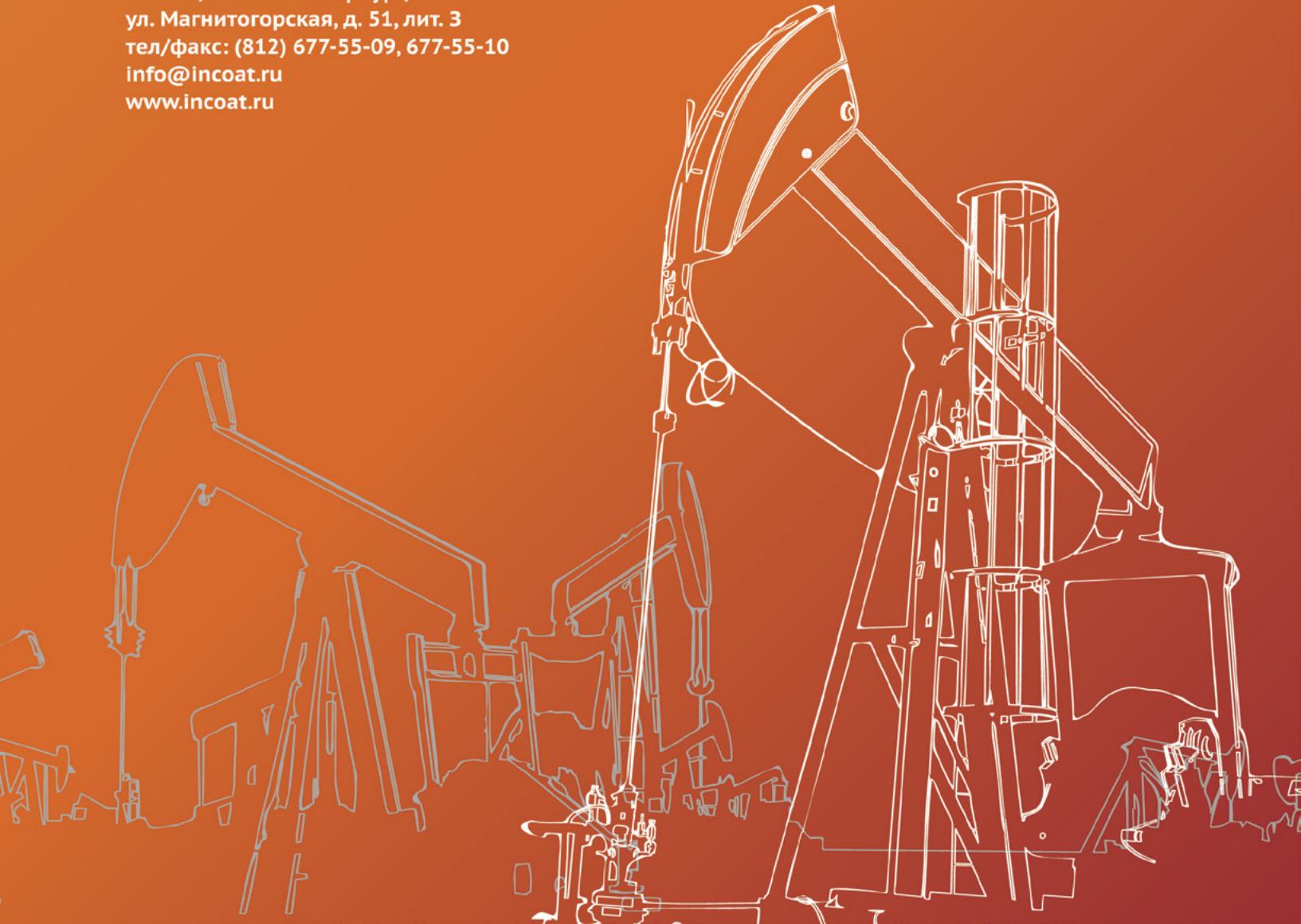
телефон: 8-800-250-79-39, e-mail: tmcg@tmcg.ru, сайт: tmcs-grupp.ru

Специалист по направлению: Кашапов Ильшат, тел: (8553) 377-525 (доп. 2442), +7 (919) 623-45-88



АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО «Индустриальные покрытия»
195027, г. Санкт-Петербург,
ул. Магнитогорская, д. 51, лит. З
тел/факс: (812) 677-55-09, 677-55-10
info@incoat.ru
www.incoat.ru



Гидродинамика для решения отраслевых задач

А.Г. Петрушенко
менеджер по продукту¹

¹Промышленная техника и специальные проекты
ООО «Керхер», Химки, Россия

Технологии, основанные на использовании энергии воды, находят все более широкое применение. В частности, в нефтегазовой отрасли свойства высокоскоростной струи жидкости с успехом используются как для мойки техники и оборудования, так и для решения более специфических задач. Расширяются сферы применения технологии, совершенствуется и оборудование.

Ключевые слова

чистка поверхности, струя воды, скорость струи, энергия воды, удаление коррозии, чистка водой, чистка трубных систем с изгибами, WOMA, гидроабразивная резка, резка трубной системы, резка материалов

Для чистки поверхностей...

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли широко распространены два метода чистки поверхностей на основе высокоскоростной струи воды — гидроабразивный и гидродинамический.

Гидроабразивный метод заключается в том, что вода, исходящая из сопла, разгоняет абразивный материал (песок, купершлак и т.п.). Поверхность чистится до степени Sa (SAE) 3,0 или режется материал. При чистке шероховатость поверхности зависит от скорости струи (давления), размеров и твердости абразивного порошка. Как правило, для такой чистки используются компактные агрегаты с давлением 300–500 бар и гидравлической мощностью около 15 кВт. Их производительность зависит от давления, потока воды, используемого абразивного порошка и составляет около 10–20 м²/час.

Гидродинамический метод не предполагает использования абразива, и основан на подаче воды под высоким давлением. Вода исходит из сопла (группы сопел) со скоростью выше 500 м/сек. Поверхность чистится до степени SAE 2,5–3,0 и одновременно нагревается до температуры около 50°C, что позволяет применять метод при отрицательных температурах. Используется давление 2500–3000 бар, расход воды при работе одного оператора составляет около 10–20 л/мин. Гидравлическая мощность агрегата при этом равняется 50–100 кВт, производительность при чистке до степени SAE 2,5–3,0 составляет 5–10 м²/час, а при использовании оператором оснастки с вакуумной откачкой воды и продуктов очистки — до 15 м²/час. Применение механизированных дистанционно управляемых устройств повышает производительность оборудования до 100 м²/час.

Гидродинамический метод широко используется для:

- удаления коррозии, снятия изношенных защитных покрытий и лакокрасочных материалов (ЛКМ);
- предварительной обработки, предшествующей нанесению защитных покрытий и ЛКМ;
- внутренней и наружной чистки теплообменного оборудования (трубные пучки, автоклавы, реакторы) от любых видов отложений;
- внутренней и наружной чистки различных емкостей, в том числе с транспортировкой продуктов очистки для сепарации и утилизации;
- чистки трубных систем с изгибами, протяженностью до 400 м без демонтажа.

Последний пункт заслуживает отдельного внимания. Использование специальной оснастки (**Tubemaster**) позволяет производить внутреннюю чистку трубопроводов диаметром от 45 до 2000 мм, с изгибами. При этом используется гидромонитор с характеристиками 1300 бар — 180 л/мин. При таких рабочих параметрах происходит также удаление коррозии до металлического блеска (SAE 1,5–2,0).

...и решения многих других задач

Существует ряд специфических вопросов нефтегазового сектора, которые успешно решаются с помощью оборудования на основе гидродинамического метода. Так, например, на сегодняшний день он широко применяется для:

- поддержания пластового давления при нефте- и газодобыче;
- взрывобезопасной гидроабразивной резки (как линейной, так и радиальной);



Рис. 1 — Агрегат WOMA VG400M с дизельным приводом (2500 бар, 56 л/мин., г. Нижнекамск)

- санации/демонтажа железобетонных и металлических конструкций, оборудования;
- испытания труб и емкостей давлением.

Оборудование от лидера отрасли

В приведенных примерах использовались параметры оборудования всемирно известного производителя, компании WOMA, которая является лидером в области водоструйных технологий.

Технология и оборудование WOMA для гидроабразивной резки прошли соответствующую сертификацию в Германии на взрыво-/пожаробезопасность и позволяют резать трубные системы и емкости, имеющие внутри взрыво-/пожароопасную среду или находящиеся во взрывоопасной зоне. Для выполнения таких работ наиболее часто используются аппараты (гидромониторы), развивающие давление от 2000 бар при потоке воды от 20 л/мин., расход абразивного порошка составляет от 2 кг/мин. Точность схождения реза по окружности ± 1 мм.

WOMA разрабатывает и производит аппараты и оснастку для очистки разнообразных поверхностей, теплообменников, резки материалов и выполнения других задач. В частности, плунжерные насосы высокого и сверхвысокого давления (до 4000 бар, до 100 м³/час) гидравлической мощностью до 800 кВт и гидроинструмент. Построенные на их основе системы и комплексы находят применение практически во всех отраслях промышленности и народного хозяйства. Около 90% конечной продукции WOMA производит по условиям Заказчика.

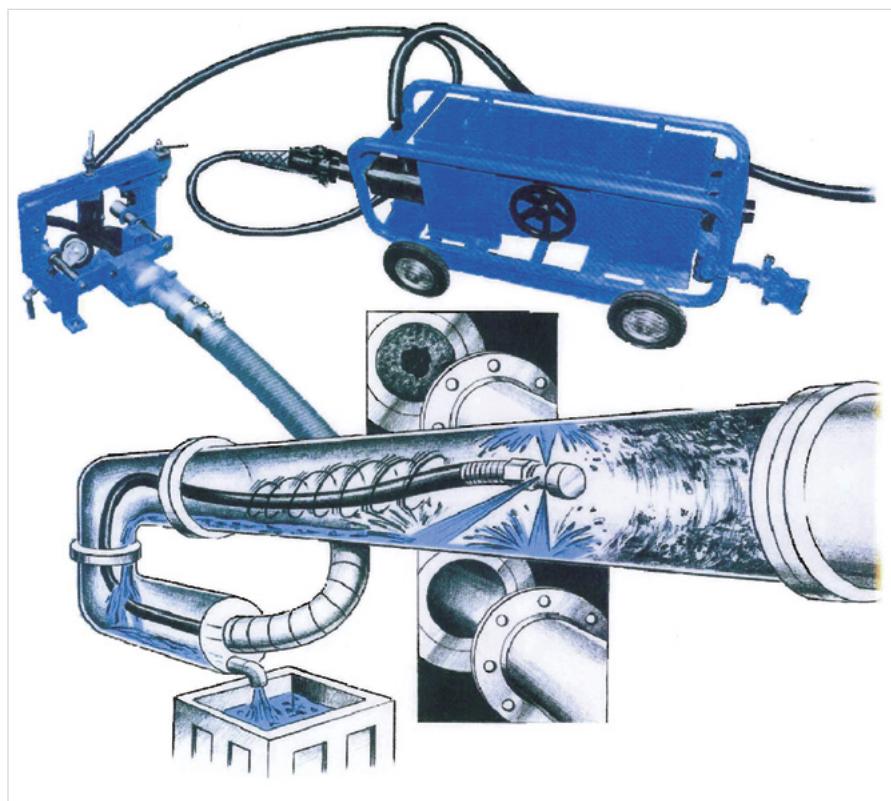


Рис. 2 – Tubemaster – чистка трубных систем без демонтажа



Рис. 3 – Гидроабразивная резка цистерны

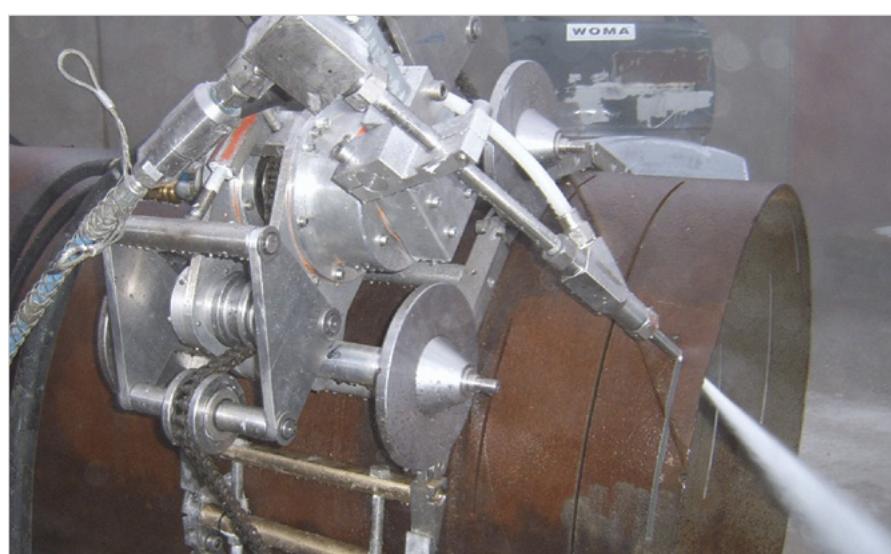


Рис. 4 – Гидроабразивная резка трубы



ООО «Керхер»

141407, МО, г. Химки, БЦ «Кантри Парк»
ул. Панфилова, д. 19, стр. 4, пом. 4.6

Тел.: +7 (495) 662-19-19, доб. 1461

Факс: +7 (495) 662-19-20

Andrey.Petrushenko@ru.kaercher.com

www.karcher.ru

Компания WOMA, основанная в 1962 г. и известная в СССР еще с 70-х гг., на сегодняшний день имеет филиалы в Австрии, Бельгии, Бразилии, Китае, Мексике, Испании и США. Центральный офис WOMA и завод по производству насосов находятся в Дуйсбурге (Duisburg), Германия. С апреля 2011 г. WOMA GmbH вошла в группу компаний KÄRCHER.

Компания KÄRCHER создана в 1935 году в Германии. Официальное представительство на территории России – ООО «Керхер» (г. Москва), дочернее предприятие концерна Alfred Kärcher GmbH & Co. KG.

Филиалы компании расположены в Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, Краснодаре, Самаре, Ростове-на-Дону и Сочи.

Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК

С.Н. Некрасов

генеральный директор¹
wiwa-olimp@mail.ru

¹ООО «ВИВА - РУС», Санкт-Петербург, Россия

Требования, предъявляемые сервисными компаниями к покрытиям резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов, постоянно ужесточаются. При этом качество покрытий в немалой степени определяется не только свойствами материалов, но и тем, как именно покрытие было нанесено. К примеру, широко применяемые в настоящее время Scotchkote, Amercoat, Copon Hycote, Protegol и их аналоги относятся к числу двухкомпонентных покрытий, для нанесения которых требуется специальное оборудование — такое, как установки WIWA для горячего распыления от немецкого производителя WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG.

Ключевые слова

WIWA, полиурея, полимочевина, пена, изоляция, антикоррозионной износостойкой защиты



Компания WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG занимает лидирующие позиции на рынке по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни (pot-life) вот уже более 60 лет. За это время компанией накоплен значительный опыт в области разработки и совершенствования оборудования, неизменной характеристикой которого является знаменитое немецкое качество. Сочетание этих факторов и обуславливает стабильный рост популярности — а следовательно, и продаж продукции под брендом WIWA в России и странах СНГ.

УСТАНОВКИ WIWA DUOMIX

Сравнительно недавно компания вывела на рынок модернизированные установки серии DUOMIX, предназначенные для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Специалисты, уже использующие установки в работе, сходятся в своих оценках. По их мнению, модернизированные установки серии DUOMIX отличает надежность в эксплуатации и простота в обслуживании, качество нанесения соответствует европейским стандартам. Кроме того, применение установок DUOMIX позволяет значительно сократить эксплуатационные издержки.

Для покрытия резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов WIWA предлагает три модели установок DUOMIX с фиксируемыми соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, позволяющей избежать перерасхода материала в случае сбоя установки.

По желанию заказчика забор компонентов может выполняться как из оригинальных 200-литровых бочек либо из воронок насосами подачи, так и напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Каждая установка оснащена трехступенчатой системой нагрева и комплектуется обогреваемыми шлангами раздельной подачи компонентов с циркуляцией, выносным смесительным блоком пневматического управления, системой промывки (очистки).

Что же касается областей применения, то WIWA DUOMIX 230 зарекомендовала себя как оптимальное решение при проведении ремонтных работ газопроводных магистралей в сложных климатических условиях, в агрессивной внешней среде. В то же время

установки WIWA DUOMIX 300 и 333 предпочтительно использовать на промышленных линиях нанесения покрытий, там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел. Благодаря особенностям конструкции установки WIWA DUOMIX 300 и 333 являются совершенным решением для всех областей применения, в т.ч. могут использоваться и как 3К-установки.

ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ WIWA

Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиурея) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-тепло-шумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 460 позволяет наносить полиурею и PU-пену с высокоскоростным разогревом материала. Установка оборудована системой слежения за соотношением смешивания компонентов, давлением нанесения PU 460.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 280 была специально разработана для нанесения PU-пены на основе рекомендаций специалистов, работающих с WIWA DUOMIX PU 460. Отличительной чертой этой установки является ее компактность, что позволяет мобильно использовать WIWA DUOMIX PU 280 в труднодоступных местах.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубопроводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества 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.



ООО «ВИВА-РУС»

198152, Санкт - Петербург,
ул. Краснопутиловская, д.69, офис 215
тел. +7 (812) 703-36-94, +7 (911) 972-74-81,
тел./факс: +7 (812) 703-73-56
e-mail: wiwa-olimp@mail.ru
www.wiwa-spb.ru

Разработка Программы для расчета влагоемкости газа в программе Борланд Делфи 7.0

А.А. Паранук

аспирант¹, см. инженер 2 кат.²

rambi.paranuk@gmail.com

А.В. Никулин

главный инженер²

¹кафедра Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов, Кубанский государственный технологический университет (КубГТУ), Краснодар, Россия

²Береговое ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Краснодар», Краснодар, Россия

Созданная программа позволяет прогнозировать возможное образование гидратов, производить расчет влагоемкости природного газа, и его изменение в пределах 15°С. Определении влагоемкости газа при практических расчетах выдает допустимую ошибку 4%.

Материалы и методы

Использован язык программирования Borland Delphi 7.0

Ключевые слова

влагоемкость, аппроксимация, влагосодержания, фактическая температура, целый тип данных, диапазон значений

Современные представления о генезисе углеводородов на нашей планете позволяют утверждать, что залежи природного газа и нефти сформировались в водонасыщенных пластах при вытеснении воды из пористых пластов-коллекторов. Генерируемые газы или нефть в земной коре постоянно контактируют с поровой водой и насыщаются ее парами. Содержание их определяется составом газа, минерализацией воды, давлением, температурой и параметрами пористой среды пласта. В пластовых условиях газ находится в контакте с водой, поэтому природные газы всегда насыщены влагой. Количество влаги в газе зависит от его давления, температуры и состава. Чем выше температура контакта газа с водой, тем больше количество паров воды переходит в газовую фазу. Давление оказывает обратное воздействие. Тяжелые углеводородные газы содержат меньше количества воды, чем легкие. Наличие CO₂ и H₂S увеличивает содержание воды, присутствие N₂ уменьшает.

Максимальное количество влаги, необходимое для насыщения газа при заданном давлении и температуре называется влагоемкостью газа.

Влагоемкость природного газа определяют различными методами. Наиболее простой, но вполне достаточный для газопромысловой практики графический метод — определение влагосодержания природного газа по графику, которая получена в результате обработки многочисленных определений влагосодержания природного газа относительной плотности по воздуху Δ 0,6 прямыми методами. Определение влагосодержания по данной программе дает погрешность, не превышающую 4%, что вполне допустимо для практических расчетов.

График аппроксимации для программы производится по следующему уравнению:

$$W = \left(\frac{0,457}{p} \right) \exp(0,0735t - 0,00027t^2) + \\ + 0,0418 \exp(0,054t - 0,0002t^2)$$

где: W — влагоемкость, г/м³; p — давление, МПа; t — температура, °C.

Присутствие влаги в газе осложняет процессы транспортировки и переработки. Поэтому пары воды из газа рекомендуется извлекать на возможно ранних стадиях его переработки. Чем ниже температура, до которой охлаждается газ при транспортировке, тем более жесткие требования предъявляет к его точке росы.

Точка росы называется наивысшая температура, при которой при данных давлениях и составе газа могут конденсироваться капли воды.

Влагосодержание газа на устье, в сепараторах в газосборном коллекторе и в магистральных газопроводах постоянно, определяется заданным режимом каждого звена системы обустройства. Влагосодержание природных газов при движении по газопроводам зависит от изменения давления и температуры.

Влагоемкость газа очень важный параметр, который позволяет строить расчет на гидрообразование. Тем более, что в составе продукции газовых скважин всегда присутствует вода. Когда она находится в паровой (газовой) фазе, то никаких осложнений при эксплуатации не происходит. Однако при движении добываемой смеси от забоя до устья термодинамические характеристики потока значительно меняются и часть паровой фазы превращается в жидкость и поток становится двухфазным. В некоторых случаях это составляет проблему, особенно, если скважины работают в большую газосборную сеть.

Основываясь на данных проблемах, была разработана программа, которая позволяет строить и отображать график влагосодержания природного газа при нормальных условиях. Данная программа позволяет считать влагосодержание газа, определить в каких точках и при какой влагоемкости и температуре может быть образование гидратов, также учитывать поправки на соленость. Единственное, что требуется это ввести соленость воды в процентах.

На рис. 1 представлена работа программы. Для начала работы с программой необходимо ввести следующие данные, это

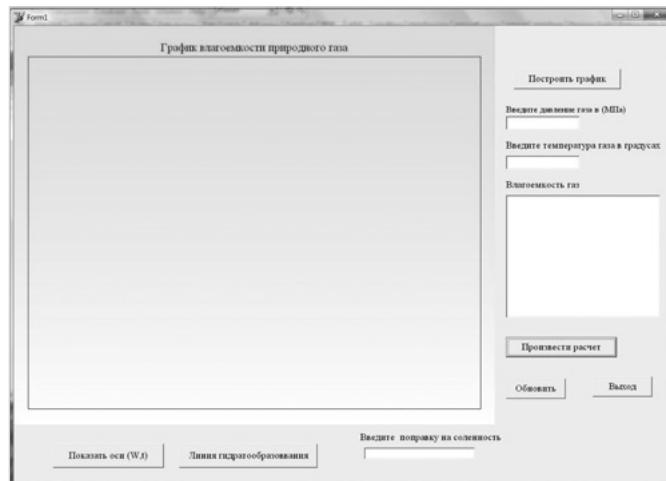


Рис. 1 — Окно работы программы

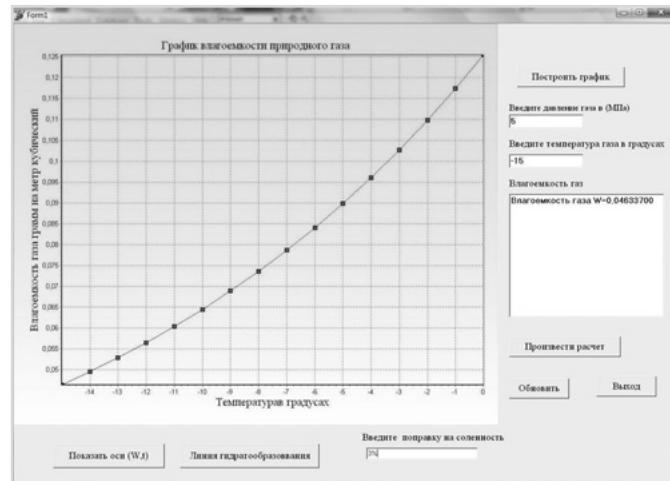


Рис. 2 — Пример работы программы

давление в Мпа и температуру газа в градусах, после ввода данных необходимо нажать кнопку «расчет», и далее кнопку «показать оси (W, t) по оси Y» у нас откладывается влагоёмкость, а по оси x температура. Если есть, потребность чтобы программа учитывала соленость, то не обходимо ввести его в процентах. Кнопка «обновить» позволяет, не выходя из программы удалить введенные данные в «полях ввода» программы.

Одним из преимуществ программы является то, что она рассчитывает начало координат для осей, что позволяет увидеть изменение влагоемкости для введенных данных, она отображает очень существенные диапазоны температур. На рис. 2 отображена работа программы для следующих данных: Р = 5МПа, t = -15°C, W = 0,0464 г/м³.

Итоги

Программа помогает определить влагоемкость газа, а также учитывать соленость воды.

Выводы

Внедрение и использование данной программы облегчит работу и время для определения

влагоемкости газа, ее изменение, в зависимости от давления и температур, поможет учитывать соленость воды, с которой может контактировать газ в пластовых условиях. Особенность программы — определение возможных термобарических параметров, при которых возможно образование гидратов.

Список используемой литературы

- Архангельский А.Я. Интегрированная среда разработки DELPHI. М.: Бином, 1999. С. 34–54.
- Буч Г. Объектно-ориентированное проектирование с примерами применения. Иркутск: Конкорд, 1992. С. 54–76.
- Кенту М. DELPHI-4 для профессионалов. СПб: Питер, 1999. С. 63–78.
- Орлик С.В. Секреты DELPHI на примерах. М.: Бином, 1996. С. 13–24.
- Стефан Моррис. Объектно-ориентированное программирование. Серия. Ростов-на-Дону: Феникс, 1997. С. 28–45.
- Стефан Моррис. Объектно-ориентированное программирование. Серия. Ростов-на-Дону: Феникс, 1997. С. 65–74.
- Фаронов В.В. DELPHI 5. Москва: Нолидж, 1999. С. 56–65.
- Фаронов В.В. DELPHI 6. Москва: Нолидж, 2001. С. 76–85.
- Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. С. 473.
- Истомин В.А. Предупреждение образования газовых гидратов в системах сбора и промысловой подготовки газа. М.: ИРЦ Газпром, 1996. № 12. С. 23–31.
- Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р., Поеттманн Ф.Х., Верри Дж. А., Еленбаас Дж., Уайнауг Ч.Ф. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: Недра, 1965. С. 531.
- Мустафин Ф.М., Коновалов Н.И., Гильметдинов Р.Ф. и др. Машины и оборудование газонефтепроводов: Учеб. пособие М38 для вузов, 2-е изд., перераб. и доп. Уфа. С. 60–65.
- Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. С. 232.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

UDC 622.691

Development program for the calculation of gas moisture capacity in Borland Delphi 7.0

Authors:

Arambiy A. Paranuk — graduate student¹, 2-nd category engineer²; rambi.paranuk@gmail.com
Aleksandr V. Nikulin — chief engineer²;

¹Machinery and equipment of oil and gas fields, Kuban State Technological University (KubSTU), Krasnodar, Russian Federation

²Beregovoe branch for operation & maintenance of main gas pipelines, Gazprom transgaz Krasnodar LLC, Krasnodar, Russian Federation

Abstract

Created program allows predict possible hydrate formation produce calculation of natural wetness gas and its variation within 15°C. determination of water capacity gas in practical calculations gives the allowable error of 4%.

Materials and methods

Borland Delphi 7.0

Results

The program helps to determine gas moisture capacity and water salinity.

Conclusions

Implementation and use of this program will facilitate the work and time to determine the moisture capacity of gas, its change, depending on the pressure and temperature, salinity will

consider, which may be contacted gas in situ. Feature of the program — to identify possible thermobaric parameters under which the formation of hydrates.

Keywords

moisture capacity, approximation, moisture content, actual temperature, data type, range of values

References

- Arkhangelsk A.Ya. *Integrirovannaya sreda razrabotki DELPHI* [Integrirovannaya sreda razrabotki DELPHI]. Moscow: Binom, 1999, pp. 34–54.
- Buch G. *Ob "ektno-orientirovannoe proektirovanie s primerami primeneniya* [Object-oriented design with application examples]. Irkutsk: Konkord, 1992, pp. 54–76.
- Kentu M. *DELPHI-4 dlya professionalov* [DELPHI-4 M for professionals]. SPb: Piter, 1999, pp. 63–78.
- Orlik S.V. *[DELPHI secrets on examples]*. Moscow: Binom: 1996, pp. 13–24.
- Stefen Morris. *Ob "ektno-orientirovannoe programmirovaniye. Seriya* [Object-oriented programming]. Rostov-on-Don: Feniks, 1997, pp. 28–45.
- Stefen Morris. *Ob "ektno-orientirovannoe programmirovaniye. Seriya* [Object-oriented

- programming]. Rostov-on-Don: Phoenix, 1997, pp. 65–74.
- Faronov V.V. *DELPHI 5*. Moscow: Nolidzh, 1999, pp. 56–65.
- Faronov V.V. *DELPHI 6*. Moscow: Nolidzh, 2001, pp. 76–85.
- Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulakov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Collection and preparation of fishing on the northern gas fields in Russia]. Moscow: Nedra, 1999, 473 p.
- Istomin V.A. *Preduprezhdenie obrazovaniya gazovykh hidratorov v sistemakh sbora i promyslovoy podgotovki gaza* [Preventing the formation of gas hydrates in the systems of collection and preparation of commercial gas]. Moscow: IRTs Gazprom, 1996, issue 12, pp. 23–31.

- Katz D.L., Cornell D., Kobayashi R., Poettmann F.H., Verri A.J., Elenbaas J., Uaynaug C.F. *Rukovodstvo po dobystche, transportu i pererabotke prirodnogo gaza* [Guidelines for the extraction, transport and processing of natural gas]. Moscow: Nedra, 1965, 531 p.
- Makogon Y.F. *Mashiny i oborudovanie gazonefteprovodov: Ucheb. posobie M38 dlya vuzov 2-e izd., pererab. i dop.* [Machinery and equipment for oil and gas pipelines: Textbook. M38 manual for university. 2nd ed., rev. and add]. Moscow: Nedra, 1974, 232 p.
- Mustafin, F.M. Konovalov N.I. Gilmetdinov R.F. *Gazovye hidraty, preduprezhdenie ikh obrazovaniya i ispol'zovanie* [Hydrates of natural gases: prevention of their formation and utilisation]. Ufa. pp. 60–65.

Математическое моделирование динамики внедрения подземных вод при отработке газового месторождения

И.Н. Полшкова

к.т.н., доцент, старший научный сотрудник¹
z_irpol1@mail.ru

¹Институт водных проблем РАН, Москва, Россия

Предлагается методика исследования динамики потока подземных вод при отработке газового месторождения, сопровождающегося подъемом газо-водяного контакта. На математических моделях воспроизводятся два процесса – подъем газо-водяного контакта и процесс снижения напора в обводненной толще по мере заполнения подземными водами высвобождающегося порового пространства. Методика может быть использована для оценки запасов подземных вод при отработке нефтяных и газовых месторождений.

Материалы и методы

Математическое моделирование гидродинамического процесса

Ключевые слова

математическая модель, напор подземных вод, газовое месторождение

1. Введение

Методика математического моделирования позволяет перейти от упрощенных расчетных схем, применяемых при аналитических расчетах, к гидродинамическим моделям пространственной фильтрации, адекватно отображающим реальные процессы в многопластовой системе гидрогеологического объекта, что является принципиально новым уровнем изучения природных и техногенных процессов [1]. Моделирование обеспечивает наиболее полную реализацию трех основных функций науки: описание, объяснение и прогнозирование [2], поскольку математическая модель на основе схематизированного описания исследуемых процессов объясняет механизм этих процессов взаимодействием явно выделенных факторов и обеспечивает возможность их количественных оценок в пространстве и прогнозирует развитие процесса во времени.

Гидрогеологическая расчетная схема гидродинамического процесса, существующего в водовмещающей толще при отработке газового месторождения, представлена на рис. 1.

Вследствие подпора со стороны регионального потока подземных вод по мере снижения давления в газовой шапке происходит подъем газо-водяного контакта, что вызывает снижение напора подземных вод в подстилающем водоносном горизонте.

Классический вариант методики математического моделирования гидрогеологических процессов предполагает многовариантное решение задачи, когда в процессе исследования чувствительности расчетной схемы относительно параметров водоносных горизонтов и разделяющих слоев, а также всех внешних возмущающих факторов на модели воспроизводятся искомые поля напоров водоносных горизонтов подземных вод. Адекватность модели исследуемому оценивается, в частности, по совпадению данных режимных наблюдений

и абсолютных отметок уровней подземных вод, полученных по результатам моделирования на различные моменты времени.

В данном случае процесс снижения напора не является результатом водоотбора при эксплуатации водоносных горизонтов, который задается на модели в виде граничных условий второго рода с известными отрицательными расходами. Поэтому исследование гидродинамических процессов осуществлялось в два этапа.

На первом этапе на модели воспроизвождался процесс продвижения газо-водяного контакта, причем в качестве критерия адекватности модели исследуемому процессу контролировались следующие факторы, взятые, как исходные данные:

- скорость подъема газо-водяного контакта;
- объем внедрившейся воды – общий и ежегодный.

Исследование динамики процесса внедрения подземных вод при отработке газового месторождения было проведено на основе материалов, представленных в отчетах [4, 5].

Информация об абсолютных значениях отметок поверхности газо-водяного контакта представляется наиболее достоверной, тогда как второй параметр является расчетной величиной, поэтому на модели может быть воспроизведен только порядок этой величины (а не ее точное значение).

На втором этапе воспроизвождался процесс снижения напора в классическом варианте – в результате заполнения внедряющимся потоком напорных подземных вод освобождающейся емкости горизонта при постепенном подъеме газо-водяного контакта. Причем, на каждом расчетном шаге по времени в качестве граничных условий 2 рода задавались отрицательные емкостные расходы, которые заполняют освобождающуюся емкость горизонта по мере снижения давления в газовой шапке. Емкостные расходы потоков получены по результатам

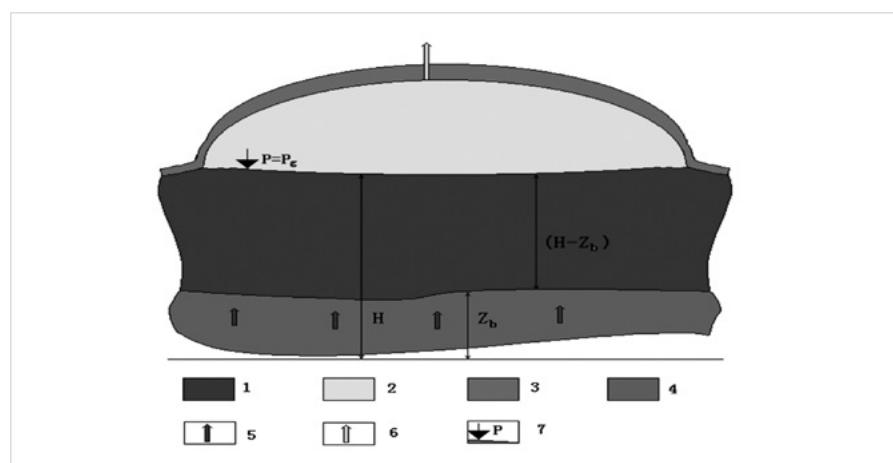


Рис. 1 – Расчетная гидрогеологическая схема:
1 – однослоистый водоносный горизонт; 2 – газовая залежь;
3 – непроницаемая кровля сеноманского горизонта;
4 – региональный гидродинамический поток, подстилающий и (5) внедряющийся в водоносный горизонт по мере отработки (6) газового месторождения; 7 – давление на поверхность газо-водяного контакта

моделирования первого этапа. Адекватность модели воспроизведому процессу контролировалась данными режимных наблюдений абсолютных отметок подземных вод в наблюдательных скважинах, расположенных на напорном водоносном горизонте ниже начального газо-водяного контакта.

2. Описание математической модели

2.1. Предварительная модель процесса подъема газо-водяного контакта

В качестве расчетной гидрогеологической схемы гидродинамического потока подземных вод была принята схема однослоиного водоносного пласта, расположенного под кровлей сеноманского горизонта, принимаемой в качестве непроницаемой границы (сверху). Нижняя граница обводненной толщи, являясь элементом региональной водонапорной системы, находится в состоянии подпора. По мере отработки газового месторождения давление в газовой шапке, лежащей выше обводненной толщи, падает, и в образовавшемся разряженном пространстве с достаточно высокими параметрами пористости (за вычетом порового пространства, занятого неотработанным защемленным газом) вследствие подпора снизу происходит подъем поверхности обводненной толщи (рис. 1).

Общее уравнение фильтрации, представляющее собой сумму удельных дебитов взаимосвязанных потоков подземных вод применительно к данной однослоиной системе, имеет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x}(T_x \frac{\partial H}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y}(T_y \frac{\partial H}{\partial y}) + Q_2 + (Z_b - H) \frac{k_z}{M_z} = \mu \frac{\partial H}{\partial t} \quad (1)$$

где x, y — плановые координаты точки области; H — искомый напор подземных вод в водоносном горизонте;

$T_x(T)$ — значение коэффициента водопроводимости горизонта в направлении оси ОХ (ОY);

Z_b — абсолютная отметка подошвы водоносного горизонта, уровень контакта с региональным потоком;

μ — емкость горизонта (упругая или гравитационная) в предположении, что коэффициент гравитационной водоотдачи при снижении уровня грунтовых вод равен коэффициенту недостатка насыщения при подъеме уровня;

Q_2 — граничное условие 2-го рода — известное значение удельного расхода источника (стока);

k_z — коэффициент вертикальной взаимосвязи региональной напорной системы и обводненной мощности со свободной поверхностью;

M_z — мощность гипотетического разделяющего слоя между региональной напорной системой и рассчитываемой обводненной мощностью;

Уравнение в конечных разностях решается методом минимизации невязок балансовых потоков [6].

По результатам решения задачи было показано, что балансовые составляющие горизонтальных потоков весьма незначительны. Следовательно, подъем уровня обводненной толщи со свободной поверхностью в безнапорном режиме описывается следующим уравнением:

$$(Z_b - H) \frac{k_z}{M_z} = \hat{\mu} \frac{\partial H(x, y)}{\partial t}$$

т.е. объем внедряющейся воды вследствие подпора распределяется в освобождающемся поровом пространстве по мере отработки месторождения:

μ — гравитационная емкость,

$Q = (Z_b - H) \frac{k_z}{M_z} S$ — ежегодный объем внедрившейся воды.

S — площадь, через которую осуществляется приток, ограничивается периметром кровли сеноманского горизонта;

Z_b — абсолютная отметка контакта обводненной толщи с региональной напорной системой подземных вод;

k_z — коэффициент вертикальной фильтрации гипотетического слоя, через который происходит подпор;

M_z — мощность гипотетического слоя;

H — абсолютная отметка уровня газо-водяного контакта.

Для данной гидродинамической системы параметрами гидрогеологической среды, исходя из приведенного выше уравнения, являются следующие величины:

- емкость водоносной части горизонта (отображение на модели коэффициента эффективной пористости μ из работы [4]);
- абсолютная отметка поверхности контакта обводненной толщи и региональной напорной системы, т.е. поверхности, на уровне которой осуществляется подпор — Z_b ;
- параметр проводимости, задающий взаимосвязь обводненной толщи с внешней средой, расположенной глубже обводненной толщи $G = \frac{k_z}{M_z} S$;
- параметр водопроводимости водоносной части сеноманского горизонта;
- начальным условием при моделировании нестационарного процесса фильтрации в данной системе является абсолютная отметка начального уровня газо-водяного контакта.

Моделируемыми функциями являются величина подъема газо-водяного контакта и объем внедрившейся воды, считая от начала отработки месторождения — 1972 года.

Областью модели является территория южной части месторождения «Медвежье» — размером 47x34 км, с сеточной разбивкой 58x43 узловых точек. За начальные условия принималось среднее значение начального уровня ГВК, равное 1131.3 м, которое определялось по 65 скважинам (рис. 2), дискретизация шага по времени составляла 1 год.

Как оказалось в процессе моделирования, на величину подъема ГВК максимальное влияние оказывает параметр емкости, а на объем внедрившейся воды — абсолютная отметка глубины подпора. Коэффициент вертикальной проводимости, естественно, оказывает влияние на обе функции. При моделировании данного процесса коэффициент проводимости между обводняемой мощностью сеноманского горизонта и региональным потоком подземных вод задается в виде обобщенной величины, прямо пропорционально зависящей от коэффициента вертикальной фильтрации и площади взаимодействия горизонта (по периметру купола) и обратно пропорционально — от мощности гипотетического разделяющего слоя. В табл. 1 приводятся результаты решения задачи для выбранного диапазона параметров [7]:

Из таблицы видно, что процесс моделирования управляем, и изменения функций вполне логичны. Как и предполагалось, диапазон изменения параметров водопроводимости (от 100 до 500 м²/сут) не оказывает значительного влияния на моделируемый процесс, что подтверждает предположение

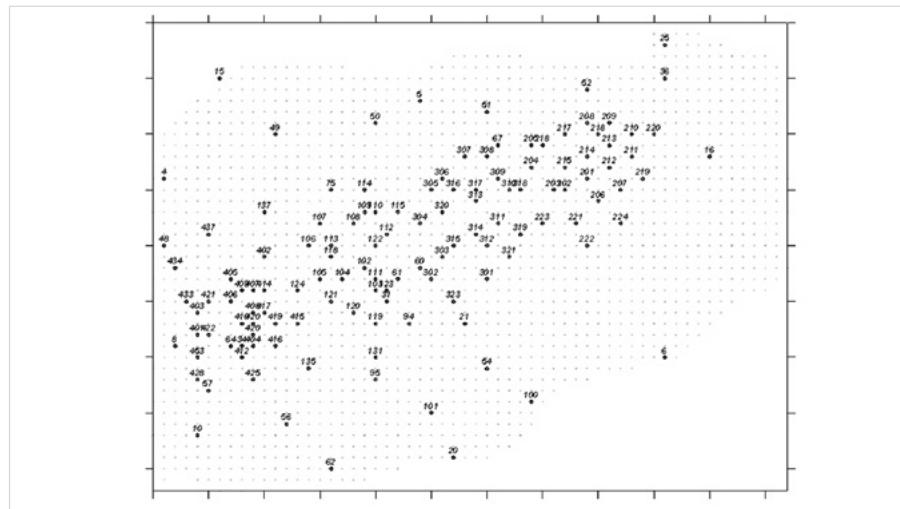


Рис. 2 — Схема размещения наблюдательных скважин на сеточной модели

Nº вар	Водопров. $TX=TY$ м ² /сут	Емкость μ	Вертикальн. проводим. $G=(K/M)S$ м ² /сут	Глубина подпора Z_b м	Подъем уровня гвк за 20 лет H (м)	V внедр. воды за 10 лет (тыс. м ³ /год)
1	300	0.2	10	-1190	19.4	4261.6
2	300	0.2	5	-1190	10.7	2263.1
3	300	0.1	5	-1190	19.3	2130.9
4	300	0.1	1.5	-1190	6.7	695.8
5	300	0.05	1.5	-1190	12.6	670.7
6	300	0.02	1.5	-1190	26.4	602.9
7	300	0.02	1.5	-1180	22	500.2
8	100	0.02	1.5	-1180	21.9	500.2
9	500	0.02	1.5	-1180	21.8	500.3

Таб. 1 — Соотношение функций и параметров по результатам математического моделирования

о том, что преобладает вертикальная фильтрация при которой происходит пополнение емкости освобождающегося порового пространства.

Подъем уровня по отдельным скважинам на различные моменты времени не всегда совпадал с реальными данными вследствие того, что задавалось одно и то же значение емкости во все точки моделируемого слоя. Однако среднее совпадение модельных и реальных значений подъема уровня ГВК удовлетворительно (рис. 3).

Ежегодное падение пластового давления в среднем равно 3 атмосферам, средний ежегодный подъем уровня обводненной толщи составляет примерно 1.8 м (0.58 м на одну атмосферу падения давления) [4]. Наблюдаемое среднее значение подъема ГВК составляет 23.7 м, на модели получено значение 22 метра. Этот результат можно объяснить заниженным значением гравитационной емкости – 0.02, заданным на модели.

Объем внедрившейся воды по тем же данным [4, 5] на конец 1983 и 1984гг. составляют 441 и 569 тыс. м³/год, соответственно. На модели получено минимальное значение порядка 500 тыс. м³/год. Кроме того, на модели с каждым годом заметно снижение объема внедряющейся воды, что можно объяснить снижением действия подпора. На рис. 4 приводятся основные структурные компоненты общего баланса потока подземных вод — объем внедряющейся воды за счет подпора и емкостная составляющая, полученные в результате решения эпигнозной задачи.

При рассмотрении структуры балан-

сия потока в этом процессе можно сделать вывод, что по мере отработки газового месторождения приток подземных вод снизу, из напорной системы подземных вод, уменьшается, соответственно, уменьшается и отток в емкость сеноманского горизонта. Объемы потоков практически равны по модулю, что подтверждает предположение о преобладающем характере вертикальной фильтрации в водонапорной системе.

2.2. Основная модель процесса снижения напора

Описанная модель, воспроизводящая подъем ГВК, является предварительной. Емкостная составляющая потока (правая часть уравнения (1)) является основным результатом моделирования на предварительном этапе. Эта матрица значений записывается в базу сеточных данных системы моделей на каждом расчетном шаге по времени. Поле этого параметра имеет смысл гипотетического водоотбора, который реализует процесс снижения напора в обводненной толще сеноманского горизонта в классической постановке задачи и может быть задан на основной модели в качестве нестационарного граничного условия второго рода на каждом *k*-ом шаге по времени:

$$Q_t^k(\mu_i) = \hat{\mu} \frac{\partial H_z^k}{\partial t^k} \equiv Q_z^k$$

Процесс моделирования сводится к решению нестационарной задачи по уравнению (1), с полученными граничными условиями, матрицы которых подгружаются из базы сеточных данных модели. Граничные условия 3 рода, которыми моделируется

подпор, также берутся из предварительной модели. В качестве параметра емкости задается не гравитационная, а упругая емкость горизонта $\mu = 0.001$. На этой же модели могут быть заданы проектируемые водозаборы с прогнозным дебитом водоотбора по скважинам.

На основной модели была решена эпигнозная задача и воспроизведен процесс снижения напора с 1972 по 2000 г. Адекватность модели реальному процессу прослеживается для 9 имеющихся в обводненной толще наблюдательных гидрогеологических скважин. На рис. 5 приводятся сравнение модельных и режимных данных по 4 наблюдательным скважинам. На рис. 6 приводится общий вид поверхности газо-водяного контакта и поверхности напора подземных вод по состоянию на 2000 г. Два купола газо-водяного контакта соответствуют двум участкам месторождения.

Таким образом, можно определить следующую методику решения подобных задач:

1. На первой, вспомогательной модели воспроизводится процесс подъема ГВК и объема внедряющейся воды. Основное граничное условие — граничное условие 3 рода по подошве горизонта. Подбирается отметка подпора, параметр взаимосвязи с региональным потоком, параметр водопроводимости и упругая емкость. Критерий адекватности — сравнительные графики подъема уровней газо-водяного контакта по скважинам и балансовые таблицы, как подтверждение независимого расчета объема внедряющейся воды. Результат — матрицы емкостных потоков на каждом шаге по времени.

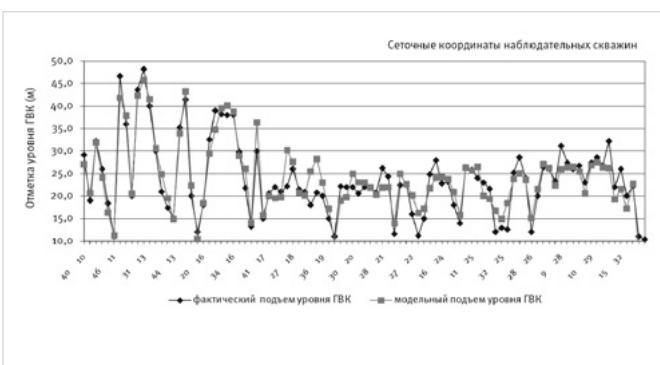


Рис. 3 – Сравнение реальных и модельных данных положения уровня ГВК на 1993 г.

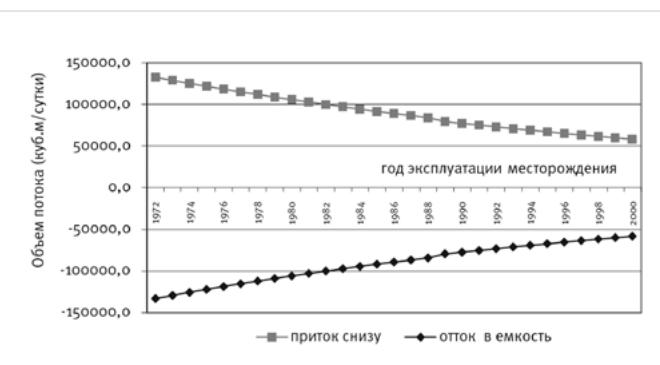


Рис. 4 – Структура балансовых потоков при подъеме ГВК

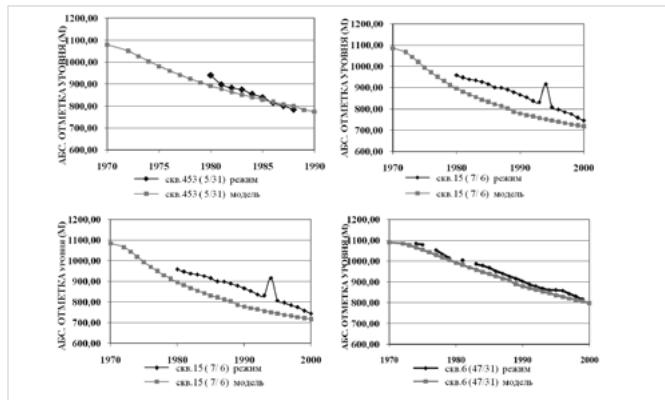


Рис. 5 – Сравнение модельных и режимных данных снижения напора в наблюдательных скважинах при подъеме газо-водяного контакта

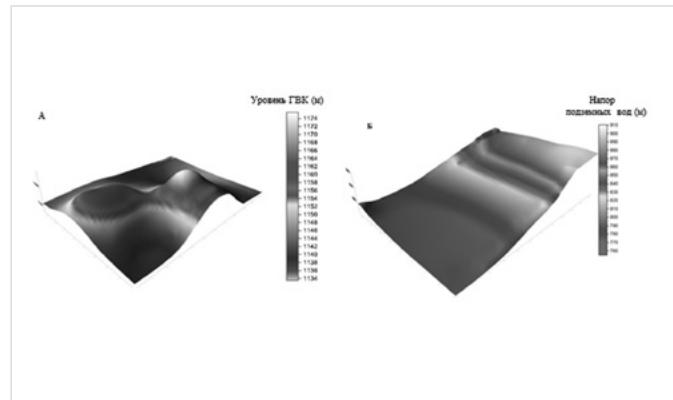


Рис. 6 – Результаты моделирования: (A) – поверхность газо-водяного контакта – предварительная модель, (B) – поле напоров подземных вод сеноманского горизонта пределах границ сеточной области – основная модель.

2. Из базы сеточных данных вспомогательной модели соответствующие емкостные потоки передаются в основную модель на каждом расчетном шаге по времени, начиная от момента эксплуатации газового месторождения и заканчивая окончанием срока эксплуатации проектируемого водозабора. Для проверки адекватности модели необходимо иметь несколько гидрогеологических скважин в обводненной толще, расположенных ниже начального уровня газо-водяного контакта. Основное внимание уделяется уточнению параметра водопроводимости на основе данных о снижении уровня в наблюдательных скважинах. Критерий адекватности — сравнительные графики по скважинам и балансовые таблицы.
3. На основной модели можно оценивать запасы подземных вод, как правило, минерализованных в той или иной степени.

Итоги

Разработана модель реального объекта с воспроизведением динамического процесса снижения напора подземных вод.

Выводы

Методика может быть использована для оценки запасов подземных вод при отработке газовых месторождений.

Список используемой литературы

1. Скворцов В.В. Математический эксперимент в теории разработки нефтяных месторождений. Москва: Наука, 1970, 224 с.
2. Рабочая книга по прогнозированию. Москва: Мысль, 1982, 430 с.
3. Полшкова И.Н. Система специального программного обеспечения расчета процессов фильтрации и массопереноса в подземных водах «Аквасофт» — Aquasoft. Свидетельство о регистрации № 2006610658 от 17.02.2006.
4. Скоробогатов В.А. и др. Отчет по теме Р.1.1.П.11 «Гидрогеологические аспекты обводнения крупнейших разрабатываемых газовых месторождений севера Тюменской области». ВНИИГАЗ, 1998.
5. Ремизов и др. Методы анализа отработки сеноманских залежей севера Тюменской области по данным исследований эксплуатационных скважин (в период активного проявления водонапорного режима). Обзор информации. Москва: ИРЦ Газпром, 1999.
6. Полшкова И.Н. Особенности реализации системы специального математического обеспечения автоматизированных сеточных моделей бассейнов и месторождений подземных вод. Москва: Всегингео, 1994.
7. Полшкова И.Н., Силаев В.С., Гильфанова Т.Н. Математическая модель процесса геофильтрации в обводненной толще при отработке газового месторождения. Вопросы освоения подземных промышленных вод. Махачкала: Юпитер, 2003, С. 68–84.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Math modelling of underground water infiltration dynamics in exhausted gas deposit

UDC 556.3.01

Authors:

Irina N. Polshkova — ph.d., associate professor, senior researcher; z_irpol1@mail.ru

¹Water Problems Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

The studying goal is the state of groundwater flow, what is changing during the development of gas field, as well as basing of possibility for reserves assessment of related mineral water. As the main settlement in the hydrogeological scheme showing the dynamic of ground water flow approximation adopted single-layer aquifer, located under the Cenomanian horizon roof, taken as impenetrable border (top). The lower boundary of the aquifer thickness, as a part of regional water system is in the prop.

During exhausting gas deposit the gas pressure in the gas cap, lying above the aquifer thickness, falls and in formed

unload pore space with a very high porosity parameters (less pore space occupied by gas non exhausting) comes up a surface watered thickness. There are two models, both processing simultaneously showing changes of hydrodynamic flow state. Two processes are represented with math models — gas-water contact raise and the process of pressure decrease in watered thickness as ground water fills the pore space that is being freed. The modelling results are: the surface map of gas-water contact, map of Cenomanian groundwater pressures head and graph of changes in time — the value of influx from below and the appropriate value of outflow into capacity.

Materials and methods

Math modelling of hydrodynamic process.

Results

A model of a real object with reproducing of hydrodynamic process in underground water flow is worked out.

Conclusions

The technique can be used to estimate groundwater resources in developing gas fields.

Keywords

math model, underground water pressure, groundwater flow dynamics, gas deposit

References

1. Skvortzov V.V. *Matematicheskiy eksperiment v teorii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Math experiment in theory of oil deposits mining]. Moscow: Nauka, 1970, 224 p.
2. Rabochaya kniga po prognozirovaniyu [Work book on forecasting]. Moscow: Mysl, 1982, 430 p.
3. Polshkova I.N. *Sistema spetsial'nogo programmnogo obespecheniya rascheta protsessov fil'tratsii i massoperenosa v podzemnykh vodakh Akvasoft — Aquasoft* [System of special software aimed at calculating filtration and mass transfer processes in underground waters — Aquasoft]. Certificate of registration № 2006610658 of 17.02.2006.
4. Skorobogatov V.A. and others. Report on the subject R.1.1.P.11 *Gidrogeologicheskie*

- aspekty obvodneniya krupneyshikh razrabatyvaemykh gazovykh mestorozhdeniy severa Tyumenskoy oblasti [Hydrogeological aspects of watering the largest mined gas deposits of the northern part of Tyumen region]. VNII GAZ, 1998.
5. Remizov and others. *Metody analiza otrobotki senomanskikh zalezhey severa Tyumenskoy oblasti po dannym issledovaniy ekspluatatsionnykh skvazhin (v period aktivnogo proyavleniya vodonapornogo rezhima)* [Methods of analysing mining cenomanian deposits of the northern part of Tyumen region according to working wells investigation (during the period of active manifestation of water pressure mode)]. Moscow: IRZ Gazprom, 1999.
6. Polshkova I.N. *Osobennosti realizatsii sistemy spetsial'nogo matematicheskogo*

- obespecheniya avtomatizirovannykh setochnykh modeley basseynov i mestorozhdeniy podzemnykh vod* [Specifics of implementing the system of special math provision for automated grid models of basins and deposits of underground waters]. Moscow: VSEGINGEO, 1994.
7. Polshkova I.N., Silaev V.S., Gilfanova T.N. *Matematicheskaya model' protsesssa geofiltratsii v obvodnennoy tolshche pri otrobotke gazovogo mestorozhdeniya. Voprosy osvoeniya podzemnykh promyshlennykh vod* [Math model of geofiltration process in watered thick during gas deposit exploitation]. Collection of scientific works. Issues of developing underground industrial waters. Makhachkala: Jupiter, 2003, pp. 68–84.

Диверсификация нефтегазовых транспортных систем Казахстана

О.И. Егоров

д.э.н., профессор, главный научный сотрудник¹
olivegorov@mail.ru

О.А. Чигаркина

к.э.н., ассоциированный профессор,
 ведущий научный сотрудник¹

¹Институт экономики Министерства образования и науки, Алматы, Казахстан

В статье рассмотрены наряду с действующими нефтепроводными системами Казахстана перспективные проекты, способные осуществить экспорт излишних объемов нефти. Изложена авторская позиция относительно увеличения масштабов экспорта сырья, особенно в восточном направлении.

Материалы и методы

Информационную базу исследования составили: законодательные и нормативные акты Правительства Казахстана, статистические данные Агентства по статистике РК, фактические данные, содержащиеся в зарубежных и отечественных изданиях, материалы конференций, монографические исследования, статьи в периодической печати. Методы исследования: системный, комплексный и эволюционный подходы, логический и статистический анализ.

Ключевые слова

транспортировка, нефте- и газопроводы, углеводородное сырье, эффективность, нефтегазовые месторождения

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. м³ газа. По прогнозам добыча сырой нефти Каспийского региона к 2020 году достигнет 100 млн. т. Рост её будет обусловлен, в первую очередь, началом разработки месторождений Северного Каспия, в особенности одного из крупных нефтяных месторождениях мира — Кашагана, геологические запасы которого составляют 38 млрд. баррелей нефти.

Почти половина казахстанской нефти добывается на трех крупных месторождениях — Тенгиз, Узен и Караганак. Ожидавшийся в 2013 г. ввод в эксплуатацию первого морского месторождения, способного повлиять на увеличение добычи нефти в стране, по техническим причинам был перенесён на 2014 г.

Важным фактором формирования энергетического рынка республики является также природный газ, разведанные запасы которого составляют 3 трлн. м³. Перспективные ресурсы на подготовленных к бурению структурах по некоторым оценкам приближаются к 700 млрд. м³. В Казахстане открыто более 100 месторождений, сосредоточенных в пределах Прикаспийской нефтегазоносной провинции, Тургайской, Южно-Мангышлакской, Северо-Устюртской нефтегазоносных областей. По разведенным запасам природного газа Казахстан занимает 15-е место в мире.

Потенциальные ресурсы природного газа в РК оцениваются в 10 трлн. м³, 90,2% из которых связаны с Прикаспийской впадиной.

Предположительно к 2015 г. разведанные запасы возрастут до 4 трлн. м³. Ученые запасы газа промышленных категорий A+B+C₁, сосредоточенные в 94 месторождениях, составили 1850,7 млрд. м³. Запасы конденсата учтены на 42 месторождениях, где остаточные запасы категорий A+B+C₁ составляют 688,08 млн. т.

Ввод имеющихся запасов углеводородного сырья Казахстана в мировой оборот и для внутреннего потребления ограничено рядом негативных факторов, основными среди которых являются:

- неразвитость нефтетранспортной инфраструктуры республики, максимально привязывающей освоение каспийской нефти к уже сложившимся системам трубопроводов, портов и терминалов;
- современное состояние трубопроводного транспорта, не обеспечивающего в достаточном объеме поставки углеводородов на внешний и внутренний рынок;
- глубоко субконтинентальное расположение республики и значительные расстояния до мировых рынков нефти.

В связи с этим, в целях эффективного использования имеющихся запасов ресурсов, роста экспорта углеводородного сырья, необходимо не только резкое увеличение добычи, но и создание надежной и экономически эффективной нефтетранспортной инфраструктуры, обеспечивающей, во-первых, беспрепятственный экспорт нефти и газа, во-вторых, наполнение внутреннего рынка энергоресурсами.

Транспортный фактор приобрел для Казахстана исключительно важное значение. Нефтегазовые месторождения страны уже связаны нефтегазопроводами различной

Маршрут	Положительные стороны	Негативные стороны
Атырау – Самара	Важнейший маршрут вывоза нефти до 15 млн. т в год; — сеть российских трубопроводов обеспечивает выход в Европу.	Зависимость от политики России и собственников трубопровода
Через Иран (перспектива)	Сравнительно низкая стоимость транспортировки.	Транспортировка затруднена в силу политических мотивов; — цена с учетом транспортировки значительно превысит цену нефти Персидского залива.
Туркменистан – Афганистан – Пакистан (перспектива)	Возможность реализации избыточных объемов нефти	Не лишен безопасности, в силу происходящих военных действий на этом маршруте
Через Западный Китай	Наличие потенциально емкого рынка; — возможность диверсификации направлений транспортировки нефти	Высокая цена транспортировки; наличие нефтяных месторождений Синьцзяна и Ганьсу; низкая востребованность в восточных районах Китая в силу сравнительного преимущества ввоза танкерами из Индонезии и стран Персидского залива
Тенгиз – Атырау – Новороссийск	Возможность соединения Западного Казахстана с Черноморским побережьем, где потенциальный объем реализации нефти достигает 65 млн. тонн в год	Зависимость от тарифной политики российских транспортных компаний
Из Актау в Баку (танкерные перевозки) и в порт Батуми (по железной дороге)	Льготные тарифы; возможность перекачки ее по трубе в терминал Супса на черноморском побережье Грузии	Зависимость действий от стратегии партнеров по Каспийскому Трубопроводному Консорциуму (КТК)
Баку – Джейхан	Разрешение проблем проливов; загрузка мощного нефтяного терминала	Проблематична возможность заполнения данной трубы достаточными объемами нефти; нестабильность политической ситуации по всей трассе маршрута

Таб. 1 — Сравнительная характеристика нефтепроводов (составлена авторами)

протяженности с объектами переработки сырья в Российской Федерации (гг. Орск, Оренбург, Самара), непосредственно в Казахстане (гг. Атырау, Актау, Жана-Озен). Однако все эти магистральные сооружения функционируют уже достаточно длительное время и, кроме как снабжение действующих мощностей отмеченных заводов нефтью и газом, никаких других функций не несут. Более того, в перспективе пока не предусматривается их использование в качестве артерий для перекачки углеводородов, имеющих экспортное направление.

В связи с этим в республике совместно с иностранными партнерами прорабатывается множество вариантов, касающихся «переброски» потоков сырья Прикаспийского региона по различным маршрутам. Каждый из них имеет свои особенности экономического, социального, политического характера, что обуславливает необходимость проведения тщательного экспертного анализа всех сторон выдвигаемых проектов.

География экспортных и транзитных трубопроводов Казахстана, крупнейшего после России нефтедобывающего государства на территории СНГ такова, что по основным маршрутам вывозится нефть в четырех направлениях: западное, северо-западное к Балтийскому морю, юго-западное к Черному морю и восточное — в Западный Китай. Позитивные и отрицательные стороны по каждому варианту транспортировки на зарубежные региональные рынки представлены в таб. 1.

Необходимо отметить особую значимость нефтепровода Западный Казахстан — Китай. Строительство нефтепровода Казахстан — Китай предусматривается в два этапа. В рамках первого этапа построен и введен в эксплуатацию нефтепровод Атасу — Алашанькоу, в 2013 году по нему было транспортировано порядка 10,4 млн. тонн нефти, основными грузоотправителями стали казахстанские компании «ПетроКазахстан», ТД «Казмунайгаз», «Казгермунай», а также российские компании «ТНК-ВР» и «Газпром нефть». На втором этапе проекта предполагается строительство нефтепровода Кенкияк — Кумколь, протяженностью 786 км и пропускной способностью равной 20 млн. тонн в год.

Предварительные технико-экономические исследования показали, что транспортировка казахстанской нефти на экспорт в восточном направлении, в Китайскую Народную Республику, является перспективным и экономически выгодным для Казахстана проектом, ввиду растущего спроса на нефть в данном регионе и возможности решения проблемы внутреннего распределения нефти в республике.

Наряду с системой действующих нефте- и газопроводов в Казахстане продолжается политика диверсификации экспортных поставок углеводородных ресурсов. Одним из таких направлений, частично реализованным, является сдача в эксплуатацию участка Атасу — Алашанькоу нефтепровода Западный Казахстан — Западный Китай, протяженностью 962,2 км и пропускной способностью 10 млн. тонн нефти в год.

Вторая очередь этого проекта будет завершена строительством в 2015 году, что позволит осуществлять транспортировку ежегодно 20 млн. тонн нефти, примерно

половина которой будет обеспечиваться за счет добычи Китайской национальной нефтяной компании (КННК), владеющей АО «Актобемунайгаз», пятьюдесятью процентами АО «Мангистаумунайгаз» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз». Вполне понятно, что, учитывая объемы текущей добычи нефти, приходящиеся на долю китайской компании, и перспективы развития, полностью обеспечивать необходимый объем транспортируемого сырья она не сможет. Следовательно, подачу определенной части нефти должны возьмут на себя и другие компании, в том числе НК «Казмунайгаз», разрабатывающие месторождения в Западном Казахстане, как в континентальной его части, так и на шельфе.

Нефтепровод из Западного Казахстана в Западный Китай имеет для Казахстана большое экономическое значение, т.к. он позволяет увеличить экспортный потенциал Казахстана; обеспечить энергетическую безопасность республики; связать западные нефтедобывающие регионы страны с крупнейшими НПЗ Павлодара и Шымкента; решить проблему распределения нефти внутри страны. В условиях быстрорастущего энергопотребления китайская нефтяная политика нацелена на диверсификацию источников поставок, обеспечение ее безопасности и надежности. Важным аспектом строительства и введения в строй этого нефтепровода является успешное решение политики многовекторности нефтяной политики — получение альтернативного маршрута поставок углеводородов.

По итогам 2006–2013 гг. объем перевалки нефти в нефтепровод Атасу — Алашанькоу составил 61,4 млн. тонн, что стало возможным как за счет запуска промежуточной нефтеперекачивающей станции, так и благодаря увеличению объема транспорта российской нефти по маршруту Омск — Павлодар — Атасу — Алашанькоу.

Особое внимание на протяжении ряда лет придается функционированию экспортного нефтепровода на трассе Казахстан (Тенгизское месторождение) — Россия (Тихорецкая — Кропоткин — новый терминал севернее Новороссийска). Для реализации его в 1992 г. был создан «Каспий Пайплайн» — Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) в составе — Казахстан, Россия, Оман, доля участия которых в его инвестировании первоначально распределялась следующим образом: Казахстан и Россия по 25 %, Оман — 50 % акций консорциума. Общая протяженность его составляет 1600 км.

Завершение первой очереди нефтепровода до Новороссийска позволило экспортовать из Казахстана до 15 млн. тонн сырой нефти в год. После ввода в действие объектов второй очереди по транспортировке сырья из Западного Казахстана, России и вероятнее всего из Азербайджана (месторождения прикаспийской зоны) появляется реальная возможность экспортовать от 60 до 75 млн. тонн в год. Столь большой объем прокачиваемого сырья будет (по прогнозам) обеспечиваться за счет освоения новых месторождений как на прикаспийской сушке, так и в акватории моря.

С момента ввода в эксплуатацию КТК прошло достаточно времени для того, чтобы определиться относительно его расширения.

Однако постоянно возникающие разногласия между акционерами по поводу размеров тарифов на прокачку нефти, источников финансирования проекта расширения, возможности приобретения доли акционеров, решивших выйти из состава консорциума, свидетельствуют о продолжающихся спорах в решении главных проблем функционирования этой нефтетранспортной системы.

Подобная ситуация не способствует установлению доверия между партнерами, в условиях, когда Россия уже реализует проект строительства трубопровода Бургас — Александруполис и ей выгодно получить от Казахстана согласие на поставку гарантированных объемов сырья для транспортировки в этом направлении. Совпадение экономических и политических интересов Казахстана и России в решении этого вопроса подкрепляется тем фактом, что завершение строительства балканского нефтепровода совпадает по срокам с вводом в эксплуатацию крупнейшего нефтегазового месторождения Кашаган, расположенного в северо-восточной части шельфа Каспийского моря.

В этой связи в качестве положительного момента следует отметить, что уже в декабре 2009 года акционеры КТК утвердили план реализации проекта расширения, предусматривающий увеличение пропускной способности трубопроводной системы КТК до 67 млн. тонн нефти в год. Согласно осуществленным расчетам результатом реализации проекта расширения явится увеличение выручки до 2,5 млрд. долларов в год и, что также имеет важное значение для обеих стран, реальная возможность обеспечения загрузки других нефтепроводных систем.

Перспективы добычи нефти на морских месторождениях Казахстана непосредственно увязываются с поставками ее в нефтепровод Баку — Тбилиси — Джейхан, который к настоящему времени уже введен в эксплуатацию, однако в силу различных обстоятельств не может быть загружен сырьем в объеме, обеспечивающем его эффективную работу. Согласно заключенным соглашениям, в которых подтверждается участие Казахстана в этом проекте после начала добычи нефти на месторождении Кашаган, каспийская нефть будет поставляться в нефтепровод в количестве 20 млн. тонн в год.

Национальная компания «Казмунайгаз» реализует проект по созданию Казахстанской Каспийской Системы Транспортировки (ККСТ), предназначенный 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 международные 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 со-единительных сооружений до системы Баку — Тбилиси — Джейхан. 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 (БТД) произойдет после ввода в разработку морских месторождений и, прежде всего, Кашагана. Известно, что сеть существующих нефтепроводов в стране не способна обеспечить планируемый объем транспортировки нефти северной части Каспийского моря при полном освоении месторождении Кашаган и Тенгиз.

При 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 Куркы 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 БТД 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.

К примеру, землетрясение силой более 6 баллов, произшедшее в Западной Турции в июне 1998 г. нанесло существенный ущерб г. Джейхану, где расположены нефтяные терминалы. Хотя эта катастрофа не вызвала серьезных воздействий на портовые сооружения, нефтехранилище, трубопроводы, само это событие заставило поиному взглянуть на природно-геологические условия этого региона и признать, что он находится в сейсмически активной зоне.

Происшедшее землетрясение обязывает будущих поставщиков каспийской нефти реально оценить сложившуюся ситуацию, не взирая на упорные попытки определенных

групп в странах, предполагающих получить свою комиссионную выручку от транзита сырья и доказывающих, что нефтепровод имеет стопроцентную гарантию прочности против любых природных катализмов.

В этом проекте есть и еще одна немаловажная сложность, относящаяся уже к совершенно иной сфере взаимоотношений – политическая. Трасса турецкого варианта нефтепровода должна проходить по регионам, политическая стабильность которых никем не может быть гарантирована. В их числе могут быть названы Нагорный Карабах, районы Турции с компактным проживанием курдского населения. Поэтому совершенно не исключается и такой поворот событий участия в данном проекте, при котором основным сдерживающим фактором в его реализации станет политическая нестабильность в упомянутых зонах.

Говоря о проектах долгосрочной реализации, следует отметить, что на формирование мировых рынков нефти будет влиять развитие транспортной инфраструктуры по поставкам нефти в районах Персидского залива и Каспийского моря.

По мнению международных специалистов по стратегии, Каспийский регион для ведущих стран Запада и США приобретает статус зоны стратегических интересов. Освоение шельфа Каспийского моря не только отвечает важнейшим стратегическим целям производителей нефти Казахстана и Азербайджана, но и отражает определенные цели США. Возможность импортировать каспийскую нефть позволит США диверсифицировать источники поставок и ослабит их зависимость от импорта из стран Персидского залива. США оказывают поддержку развитию альтернативных экспортных маршрутов на рынки Средиземноморья и Азии.

Морскую транспортировку нефти осуществляет АО «Национальная морская судоходная компания «Казмортрансфлот», 50% участия в которой принадлежит НК «Казмунайгаз». Доля ее в морской транспортировке нефти составляет 25–27% от общего объема морских перевозок. Транспортировка нефти осуществляется из порта Актау в трех направлениях – Махачкала (РФ), Нека (Иран), Баку (Азербайджан).

Успешное проведение операций, связанных с экспортом углеводородных ресурсов,

зависит не только от наличия самих ресурсов – нефти, газа, конденсата. Пожалуй, одно из важных мест в этом процессе отводится формированию разветвленной сети инфраструктурных производств, задачей которых является создание необходимых условий для перекачки сырья. В числе приоритетных направлений развития инфраструктуры нефтяной промышленности, от решения которых во многом будет зависеть состояние экономики отрасли в тот период, когда извлечение нефти из новых месторождениях достигнет нескольких десятков миллионов тонн в год, может быть названа проблема создания разветвленной сети трубопроводного транспорта – нефте-газо-конденсатопродуктопроводов (таб. 2).

Кроме обозначенных нефтетранспортных систем Казахстана по территории республики проходят крупные транзитные газопроводы, соединяющие газовые месторождения Узбекистана и Туркменистана с европейской частью России. Кроме того, действуют газопроводы, по которым транспортируется углеводородное сырье с месторождения Карачаганак на Оренбургский газоперерабатывающий завод. Следует отметить, что перспективы относительно добычи газа в стране весьма высоки, что предопределяет возможность реализации ряда газотранспортных проектов.

Среди газовых проектов, реализуемых в Казахстане, реальные очертания получил проект строительства газопровода Туркменистан – Казахстан – Китай, протяженностью 1300 км и пропускной способностью 30–40 млрд. м³ в год. Первый этап строительства этой системы завершен в конце 2009, что позволило уже в 2012 г. транспортировать газ с туркменских месторождений в объеме 4–5 млрд. м³. Этот проект имеет двойную экономическую выгоду для Казахстана. Во-первых, транзит газа по территории страны позволит увеличить поступления в государственный бюджет за счет взимания установленных законом налогов, платы за транзит. Во-вторых, появится реальная возможность увеличения газоснабжения южных регионов более, чем в 3 раза. Рост потребления газа на юге Казахстана увеличится с 2,3 до 10,0 млрд. м³ в год. Этому будет способствовать и подключение к системе газопровода Бейнеу – Бозой – Шымкент, по которому начнется транспортировка газа с западноказахстанских месторождений.

Отличая 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 поддерживает с той информацией об объемах перспективных запасов, которая время от временизвучится на официальных мероприятиях и средствах массовой информации. Согласно этим данным оценочные запасы природного газа Туркменистана выражаются величиной в 2,86 трлн. м³. О чём может свидетельствовать столь значительная разница? Объяснение этому может быть двояким. Во-первых, благодаря большим ресурсам возрастает

Показатель	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2011 г.	2012 г.
Добыча нефти	64,9	67,2	72,0	80,0	79,2
Переработка нефти	11,7	12,0	12,5	13,7	14,2
Импорт нефти из России	-	6,3	12,0	7,0	7,0
Экспорт нефти – всего	57,1	60,7	62,0	73,7	72,0
В том числе по направлениям:					
КТК	24,4	25,6	25,6	29,0	27,9
Атырау – Самара	15,6	16,0	16,5	15,4	15,4
Аксай – Оренбург	2,4	2,5	2,5	1,2	0,8
Атырау – Алашанькоу	2,2	4,8	10,0	10,7	10,4
Ескене – Куркы	-	-	-	-	-
Через порт Актау	9,0	8,9	10,0	8,0	7,0
По железной дороге	2,9	2,9	3,0	7,6	7,0

Примечание – Таблица составлена по данным АО «Казтрансойл»

Таб. 2 – Объемы транспортировки нефти по маршрутам, млн. т

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.

В Туркменистане добывается около 80 млрд. м³ природного газа в год. Как же распределяются эти ресурсы? Согласно подписанным соглашениям в Россию должно направляться до 30 млрд. м³, 14 млрд. м³ – непосредственно в европейские страны, минуя Россию, определенный объем (12 млрд. м³) направляется в китайский газопровод, 8 млрд. м³ – в Иран по газопроводу Давлетабад – Хангеран. Оставшаяся часть добычи, 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 лоббированный западными странами и США газопровод Nabucco, практически нет.

Отмеченная нами ситуация, сложившаяся вокруг проблемы диверсификации использования газовых ресурсов в экспортно-ориентированных направлениях, позволяет сделать главный вывод – эффективность работы газопроводов имеет непосредственную зависимость от того, насколько обоснованно

определен ресурсный потенциал на средние и долгосрочные периоды, какой объем реально может извлекаться в течение всего периода, на который заключаются контракты.

Как следует из анализа действующих и перспективных проектов, направленных на увеличение экспортного потенциала Казахстана, 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.

Итоги

Материал, содержащийся в статье, позволяет акцентировать внимание на новых приоритетах, возникающих в процессе разработки перспектив развития нефтегазовой отрасли. Это имеет важное значение в

условиях ввода в эксплуатацию нефтегазовых месторождений в Казахстанском секторе Каспийского моря, поскольку проблема определения путей использования дополнительных углеводородных ресурсов приобретает особое экономическое, социальное и экологическое значение.

Выходы

Как следует из анализа предлагаемых сегодня проектных решений, направленных на увеличение экспортного потенциала Казахстана, 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.

Список

используемой литературы

1. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Реалии и перспективы развития нефтегазового комплекса Казахстана // London: Caspian Publishing House LTD. 2011. С. 78–84.
2. Жумагулов Р.Б. Диверсификация нефтяной политики Казахстана // Регион: экономика и социология. 2009. №4, С. 284–291.

ENGLISH

PIPELINE

Diversification of oil and gas transport systems of Kazakhstan

Authors:

Oleg I. Egorov — doctor of economic sciences, professor, the main research associate¹; olivegorov@mail.ru
 Olga A. Chigarkina — candidate of economic sciences, associate professor, the leader research associate¹

¹Institute of economy of the Ministry of Education and Science, Almaty, Kazakhstan

Abstract

Article is devoted to an actual problem of a current state and perspective development of oil and gas transport systems in the Asian region.

Materials and methods

Information base of research made: legislative and regulations of the Government of Kazakhstan, statistical data of Agency according to RK, the actual data containing in foreign and domestic editions, materials of conferences, monographic researches, articles in periodicals.

Research methods: system, complex and evolutionary approaches, logical and statistical analysis.

References

1. Egorov O. I. Chigarkina O. A. *Realii i perspektivi razvitiya neftegazovogo kompleksa Kazakhstana* [Realities and

Results

The material containing in article, allows to focus attention on the new priorities arising in the course of development of prospects of development of oil and gas branch. It is important in the conditions of commissioning of oil and gas fields in the Kazakhstan sector of the Caspian Sea as the problem of definition of ways of use of additional hydrocarbonic resources gains special economic, social and ecological value.

Conclusions

As appears from the analysis of the design solutions proposed today directed on increase in an export potential of

- prospects of development of an oil and gas complex of Kazakhstan. *Caspian Publishing House LTD*, 2011, pp. 78–84.
2. Zhumagulov R. B. *Diversifikatsiya*

Kazakhstan, it is necessary rather difficult process of a choice of the most acceptable directions of development of petrowire transport. Complexity is, first of all, that except pure economic, commercial and tactical factors it is necessary to take into consideration and factors of political character, business and trade relationship with a number of the states which in a certain degree invest many productions and other fields of activity of the republic.

Keywords

diversification,
 oil and gas complex,
 oil and gas transport systems,
 pipelines

neftyanoy politiki Kazakhstana
 [Diversification of oil policy of Kazakhstan].
 Region: ekonomika i sotsiologiya, 2009,
 issue 4, pp. 284–291.

Моделирование остаточного напряженного состояния резьбы на трубах нефтегазового сортамента в условиях поверхностного пластического деформирования

М.В. Песин

к.т.н., доцент, докторант¹,
первый заместитель директора
по нефтепромысловому оборудованию²
pknm@rambler.ru

¹кафедра «Иновационные технологии
машиностроения» ПНИПУ, Пермь, Россия
²ЗАО «ПКНМ», Пермь, Россия

Проведено численное моделирование поверхностного пластического деформирования впадины резьбы путем обкатки роликом с использованием пакета ABAQUS. Определены величины остаточных напряжений при различных значениях вдавливания ролика.

Материалы и методы

Использованы методы математического моделирования, программный комплекс ABAQUS.

Ключевые слова

упрочнение, обкатка резьбы, остаточные напряжения, поверхностное пластическое деформирование

В Российской Федерации широко развивается глубокое бурение скважин в нефтегазодобывающей промышленности, применяется горизонтальное бурение и ремонт скважин. За последние 5 лет объем бурения скважин в РФ увеличен на 34%, с 2008 по 2012 гг. пробурено 82 910 тыс. м., вместе с тем, мировой рынок труб увеличился в 2,1 раза, и составил 179 млрд. руб. С увеличением объема добываемых ресурсов, нарастает проблема повышения надежности буровых установок. В этой связи наиболее актуальной является проблема повышения сопротивления усталости резьбовых соединений бурильных труб, испытывающих в процессе бурения и эксплуатации значительные знакопеременные изгибающие и крутящие нагрузки. Анализ статистических данных показывает, что около 60% всех отказов и аварий бурильных колонн связан с недостаточной прочностью и циклической долговечностью ее соединительных резьбовых элементов [1]. Установлено, что замковые резьбовые соединения являются определяющими в обеспечении работоспособности элементов бурильной колонны [3].

Одним из методов поверхностного упрочнение впадин конической замковой резьбы бурильных труб является обкатывание этих впадин роликом. В этом процессе приповерхностные слои материала впадины резьбы трубы испытывают пластические деформации, а возникающие при этом остаточные напряжения и поверхностное упрочнение материала (наклеп) повышают усталостную прочность труб, увеличивая срок их эксплуатации. Экспериментальное изучение остаточных напряжений вблизи впадины резьбы затруднено в силу сложного профиля поверхности резьбы и сильной неоднородности остаточных напряжений в малом по толщине слое материала резьбы. Поэтому целью данной работы являлась оценка с помощью методов математического моделирования распределений остаточных напряжений, возникающих после обкатывания.

Ранее автором уже была сделана математическая постановка задачи определения остаточных напряжений в резьбовой поверхности труб [2]. Для получения приближенного решения поставленной задачи был использован программный комплекс ABAQUS, использующий традиционный для механики деформируемого твердого тела метод конечных элементов.

В частности, в силу существенной нелинейности задачи был использован модуль ABAQUS/Explicit. Для описания исследуемой области конечными элементами была построена конечно-элементная сетка.

Для исследования распределения остаточных напряжений после обкатки резьбы роликом были проведены вычислительные эксперименты при различных величинах вдавливания ролика U^* от нескольких сотых до нескольких десятых мм.

Анализ распределения остаточных напряжений, приведенных на рис. 1, позволяет заключить, что распределение остаточных напряжений является существенно неоднородным. При этом величина отдельных компонент достигает значений более 100 МПа. Одно из основных ограничений, которым должны удовлетворять остаточные напряжения, является их самоуравновешенность [1]. Это означает, что для любого сечения S тела должно выполняться следующее интегральное соотношение

$$\int \sigma_n dS = 0 \quad (1)$$

т.е. интеграл по площади сечения S от нормальных к данному сечению компонент тензора напряжений должен быть равен нулю. Следствием ограничения (1) является то, что в любом сечении тела должны присутствовать как положительные (растягивающие), так и отрицательные (сжимающие) значения компонент остаточных напряжений. Анализируя распределения нормальных компонент ($\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$) тензора остаточных напряжений, действительно можно

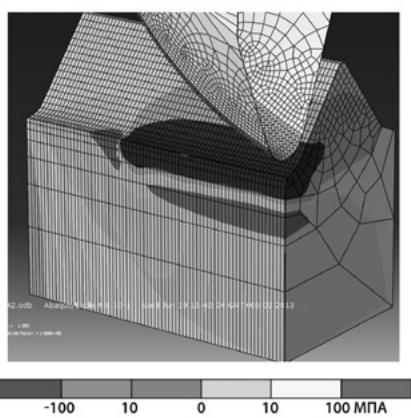


Рис. 1 — Распределения нормальных компонент σ_x тензора остаточных напряжений

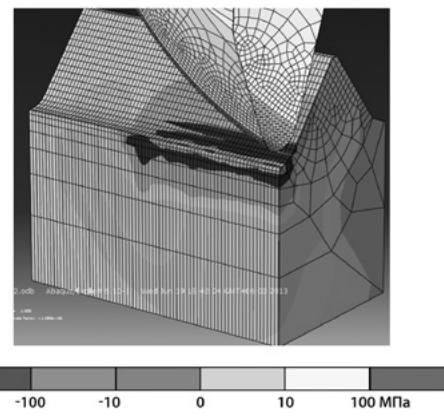


Рис. 2 — Распределения нормальных компонент σ_y тензора остаточных напряжений

отметить наличие как растягивающих, так и сжимающих напряжений.

Для компоненты σ_x (рис. 1, 2 и 3, ось x направлена вправо перпендикулярно направлению обкатки) сжимающие напряжения занимают приповерхностную область, а область значительных (более 100 МПа) растягивающих напряжений расположена под областью сжимающих напряжений. С увеличением вдавливания ролика можно видеть как увеличение глубины области сжимающих напряжений, так и увеличение области растягивающих напряжений. Подобное распределение σ_x можно объяснить различием радиуса профиля ролика и радиуса профиля резьбы. При вдавливании ролика происходит пластическое удлинение волокон материала в приповерхностных слоях материала резьбы в направлении оси x . После разгрузки внутренние пластически недеформированные волокна материала резьбы стараются сжать ставшими более длинными приповерхностные волокна.

Распределение нормальных компонент σ_x тензора остаточных напряжений показано на рис. 1.

В свою очередь приповерхностные волокна вызывают растяжение внутренних областей материала резьбы. При этом, область растяжения охватывает всю внутреннюю часть трубы. Однако, значительной величины растягивающие напряжения достигают только в области, примыкающей к области сжатия.

Для компоненты σ_y (ось y направлена вверх перпендикулярно направлению обкатки) область сжатия охватывает приповерхностные слои. Глубже располагается область незначительных растягивающих напряжений. Появление растягивающих значений σ_y на поверхности впадины резьбы связано с неточностью метода приведения напряжений к узлам конечных элементов от точек интегрирования конечного элемента. На поверхности впадины резьбы в точке выхода оси y значение σ_y должно быть равно нулю. Следует отметить, что при значительных степенях вдавливания ролика внутри витка резьбы начинает формироваться область значительных растягивающих напряжений. Полученное распределение σ_y можно объяснить тем, что ролик вдавливает приповерхностный материал резьбы вниз, стараясь поднять витки резьбы вверх. После разгрузки упругие витки резьбы как бандаж стараются вернуть материал впадины в прежнее

состояние, вызывая в приповерхностных слоях сжатие, а в глубине материал — незначительное растяжение. Возникновение области растяжения внутри витка резьбы можно объяснить пластическим удлинением приповерхностных волокон материала в нижней части боковой поверхности витка резьбы. Вызванная этим несовместность более длинных приповерхностных и оставшимися прежней длины внутренними волокнами вызывает сжатие первых и растяжение вторых.

Для компоненты σ_z (ось z направлена по направлению обкатки) область сжатия охватывает приповерхностные слои материала. Правда имеется узкий (чуть уже ширины пятна контакта) неглубокий слой на поверхности дна впадины резьбы со значительными растягивающими напряжениями. Подобное распределение σ_z можно объяснить особенностями взаимодействия поверхности ролика с поверхностью резьбы. При данной степени вдавливания скольжение материала поверхности резьбы относительно поверхности ролика практически отсутствует, т.е. реализуются условия так называемого прилипания.

В этом случае приповерхностный слой материала резьбы оказывается в условиях всестороннего сжатия и пластически не деформируется. Пластическая деформация материала в направлении оси z происходит в более глубоких слоях. Волокна материала резьбы на этих глубинах пластически удлиняются в направлении прокатки. После разгрузки данные волокна оказываются сжатыми упругими поверхностными и более глубокими волокнами. На поверхности витков резьбы условия по трению в виде прилипания между поверхностями резьбы и ролика не реализуются, что приводит к формированию областей сжатия в приповерхностных слоях материала резьбы. Внутренние слои материала резьбы в силу условия самоуравновешенности (1) оказываются незначительно растянуты.

Следует обратить внимание, что при больших степенях вдавливания ролика на противоположной стороне витка резьбы вблизи его вершины начинает формироваться область значительных растягивающих напряжений.

На рис. 4 показано распределение интенсивности напряжений σ_u . Темно-серым цветом (почти вся область) показана область, где σ_u не превышает предел текучести $\sigma_{0,2}$.

Таким образом, область пластического деформирования чуть больше пятна контакта и распространяется на 2,5...3 мм в глубину.

Однако приповерхностные слои материала дна впадины резьбы испытывают значительное упрочнение (наклеп). Особенно непосредственно под пятном контакта на глубину менее 1 мм. Хотя за роликом вблизи дна впадины величина интенсивности напряжений выше предела текучести $\sigma_{0,2}$, но она ниже упрочнения материала. Поэтому в этой области материал находится в упругом состоянии.

Итоги

Сделана постановка задачи упрочняющей обработки впадины резьбы, проведен ряд численных экспериментов и определены остаточные напряжения.

Выходы

1. Построенные физическая и математическая модели для расчета упрочняющей обработки впадины резьбы позволили провести численное исследование процесса обкатки резьбы с помощью программного комплекса ABAQUS на трубах различного сортамента.
2. Определено влияние технологических параметров упрочняющей обработки впадины резьбы на величину остаточных напряжений с получением графических зависимостей пластических деформаций, возникающих в резьбе от прикладываемых нагрузок, диаметра ролика и радиуса при его вершине.

Список

используемой литературы

1. Песин М.В., Мокроносов Е.Д. Повышения надежности бурильных труб на стадии проектирования путем использования математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №2 (27). С. 56–57.
2. Песин М.В. Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №5 (30). С. 68–70.
3. Pesin M.V. Improving the reliability of threaded pipe joints. Russian engineering research, 2012, Vol. 32, issue 2, pp. 210–212.

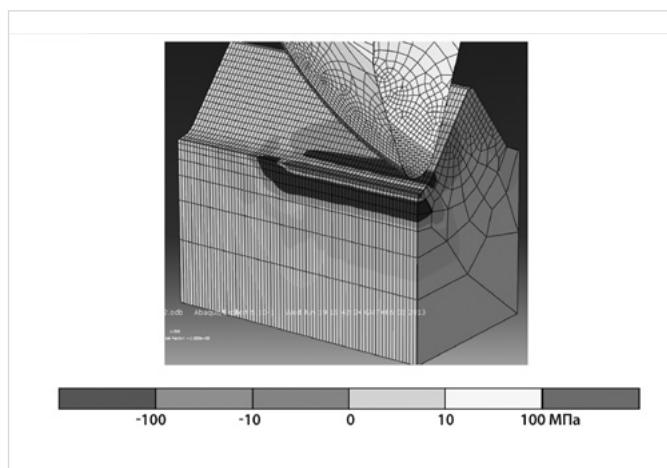


Рис. 3 — Распределения нормальных компонент σ_z тензора остаточных напряжений

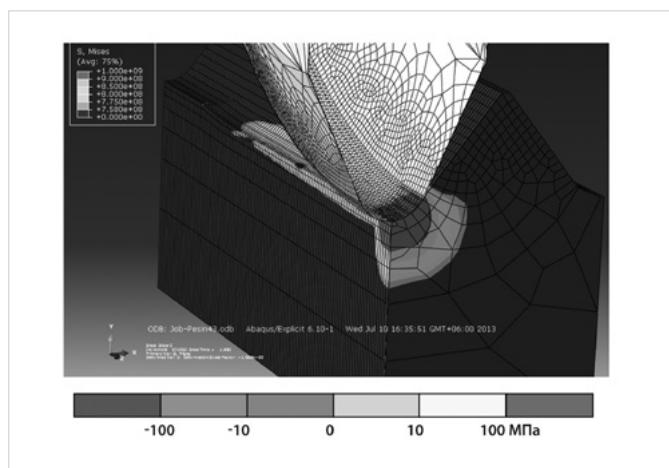


Рис. 4 — Распределение интенсивности напряжений σ_u

Simulation of the residual stressed state of thread on the pipes of oil and gas assortment under the conditions for the surface plastic deformation

UDC 621.77.07

Authors:Mikhail V. Pesin — ph.d., associate professor, doctoral¹, deputy director²;¹Department of “Innovative engineering technology” PNRPU (Perm National Research Polytechnic University), Perm, Russian Federation²PKNM, Perm, Russian Federation**Abstract**

Carried out the numerical simulation of the surface plastic deformation of bottom of thread by deep roll with the use of a packet ABAQUS.

Determined the values of residual stresses with the different values of roller depression.

Materials and methods

Methods of mathematical modeling, program set ABAQUS.

References

1. Pesin M.V., Mokronosov E.D. *Povyshenie nadezhnosti buril'nykh trub na stadii proektirovaniya putem ispol'zovaniya matematicheskogo modelirovaniya protsessa uprochneniya rez'bovoy poverkhnosti* [Improve the reliability of the drill pipe at the design stage through the use

Results

Problem formulation of the hardening working of thread bottom is made. It is carried out numerical experiments and determined residual stresses.

Conclusion

1. The constructed physical and mathematical models for calculating the hardening working of bottom of thread made it possible to conduct a numerical study of the deep roll thread with the aid of the program set ABAQUS on the pipes of different

of mathematical modeling of the process of strengthening the thread surface]. *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 2 (27), pp. 56–57.

2. Pesin M.V. *Nauchnye osnovy modelirovaniya protsessa uprochneniya vpadiny rez'by buril'nykh trub obkatyvaniem rolikom* [Scientific bases of modeling the

assortment.

2. It is determined the influence of the technological parameters of the hardening working of bottom of thread on the value of residual stresses with obtaining of the graphic dependences of the plastic deformations, which appear in the thread from the applicable loads, the diameter of a roller and radius with its apex.

Keywords

hardening, deep roll thread, residual stresses, surface plastic deformation

process of strengthening the depression thread drill pipe roller brake-in]. *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 5 (30), pp. 68–70.

3. Pesin M.V. Improving the reliability of threaded pipe joints. *Russian engineering research*, 2012, Vol. 32, issue 2, pp. 210–212.

9-10 АПРЕЛЯ 2014г.



Ямало-Ненецкий автономный округ

г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ “ЯМАЛ”, ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках
Новоуренгойского газового форума



Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:



Выставочная компания “СибЭкспоСервис-Н”,

г. Новосибирск

тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный,

e-mail: ses@avmail.ru, www.ses.net.ru

Колтюбинговые трубы на основе полимерных материалов

В.В. Шайдаков

д.т.н., профессор, директор¹
v1v2sh50@yandex.ru

В.В. Грогуленко

аспирант¹
grogulenok89@mail.ru

П.Г. Михайлов

аспирант¹
pash_pash88@mail.ru

¹ООО «Инженеринговая компания «Инкомп нефть», Уфа, Россия

²ОАО НПФ «Геофизика», Уфа, Россия

В статье предложены варианты конструкций колтюбинговых труб на основе полимерных материалов. Описаны результаты проведенного анализа технико-экономических характеристик предлагаемых образцов. Сделаны выводы о возможности применения полимерных колтюбинговых труб.

Материалы и методы

Проектирование образцов металлополимерной колтюбинговой трубы проводилось на основе конструкций металлополимерных трубопроводов. Первоначальное конструирование проводилось в программе «Компас». Все расчеты велись в программе «Microsoft Office Excel».

Ключевые слова

колтюбинг, полимерные материалы, наклонно-направленные и горизонтальные участки скважин, нефтегазовая промышленность

Достоинства применения колтюбинга при бурении скважин, ремонтных работах, а также при каротаже проявляются постоянно. Существует ряд технологических операций, при которых применение гибкой трубы эффективнее других технологий [1]. Одним из методов совершенствования является изготовление трубы на основе полимерных материалов, таких как упрочненные полизтилен и полипропилен [2]. К тому же внедрение металлополимерных гибких труб может быть выгодно в операциях, где труба менее нагружена, например, при геофизических

исследованиях в наклонно-направленных и горизонтальных участках скважины, промыслах [3].

В качестве альтернативы существующей конструкции металлической трубы были предложены варианты гибкой трубы на основе полимерных материалов (таб. 1).

Первоначально была рассчитана теоретическая масса образцов, как сумма масс всех составляющих компонентов. Будем считать, что внутренняя полость трубы заполнена водой. Длина условного трубопровода для всех расчетов равна 1000 метров.

№	Варианты трубы	Внутренний диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Составляющие компоненты
1		33	53	Два слоя металлической ленты, два слоя повива проволоки, полимерный материал
2		33	51	Два слоя металлической ленты, один слой повива проволоки, полимерный материал
3		33	51	Один слой металлической ленты, два слоя повива проволоки, полимерный материал
4		33	53	Два слоя металлической ленты, полимерный материал
5		33	47	Один слой металлической ленты, полимерный материал
6		33	47	Один слой повива проволоки, полимерный материал
7		33	50	Два слоя повива проволоки, полимерный материал
8		33	57	Канаты, полимерный материал
9		33	38	Полимерный материал
10		33	51	Один слой металлической ленты, один слой повива проволоки, полимерный материал
11		33	65	Два слоя металлической ленты, два слоя повива проволоки, канаты, полимерный материал

Таб. 1 – Варианты полимерной трубы

$$M = \sum m_i, \\ m = \rho \cdot S \cdot H,$$

где ρ – плотность материала,
 S – площадь сечения,
 H – длина трубы.

Сводим полученные данные в одну таблицу (таб. 2).

Для наглядности был построен сравнительный график масс всех образцов трубопроводов (рис. 1), где также изображено значение массы металлической колтюбинговой трубы той же длины, представленной на графике под номером 12.

Результаты расчетов показывают, что все

образцы гибкой трубы на основе полимерных материалов за исключением образца №9 имеют большую массу, чем существующая металлическая труба, что не удивительно, так как полимерные трубопроводы обладают большими габаритными размерами.

Далее были рассчитаны показатели статической грузоподъемности всех вариантов труб.

При сравнении показателей статической грузоподъемности (рис. 2) установлено, что большинство образцов полимерной трубы по данному критерию превосходят металлическую колтюбинговую трубу. Однако и массы полимерных колтюбинговых труб

больше массы металлической трубы. В связи с этим для удобства анализа характеристик полученных образцов труб был введен коэффициент пропорциональности, равный отношению максимальной статической грузоподъемности отдельного образца к массе трубопровода в скважине.

$$K = \frac{N}{M}$$

Данное отношение показывает, во сколько раз рассчитанная максимальная нагрузка трубопровода превышает массу трубопровода (таб. 3).

Nº	Масса, кг						
	Канат	Лента внутренняя	Лента наружная	Проволока внутренняя	Проволока наружная	Полимер	Общая масса
1	–	979,6	1126,6	771,4	808,2	833,7	5375
2	–	979,6	1077,6	771,4	–	783,0	4467
3	–	1028,6	–	734,7	808,2	814,3	4241
4	–	979,6	1077,6	–	–	1032,1	3944
5	–	979,6	–	–	–	715,9	2550
6	–	–	–	734,7	–	745,7	2335
7	–	–	–	734,7	808,2	864,3	3262
8	960	–	–	–	–	1610,8	3426
9	–	–	–	–	–	2338,6	3194
10	–	979,6	–	808,2	–	909,8	3553
11	960	979,6	1420,5	771,4	1028,6	1827,0	7842

Таб. 2 – Массы образцов гибкой трубы

Nº	Грузоподъемность, кг	Масса, кг	Коэффициент пропорциональности
1	30109	5375	5,60
2	23409	4467	5,24
3	21496	4241	5,07
4	17998	3944	4,56
5	9043	2550	3,55
6	7222	2335	3,09
7	13689	3262	4,20
8	18431	3426	5,38
9	4924	3194	1,54
10	1569	3553	4,41
11	51197	7842	6,53

Таб. 3 – Параметры образцов металлополимерной колтюбинговой трубы

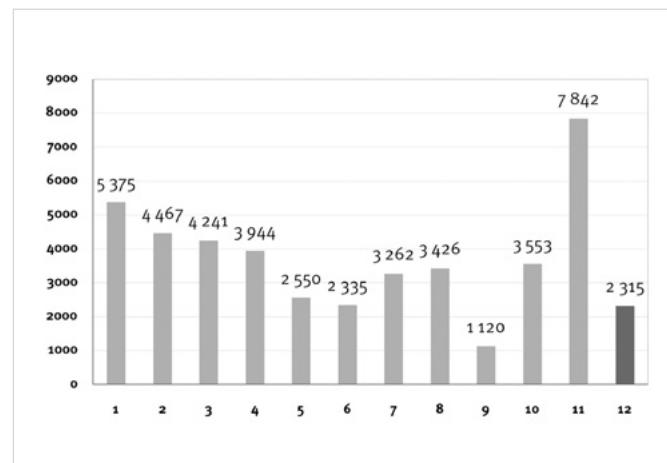


Рис. 1 – Массы образцов гибкой трубы

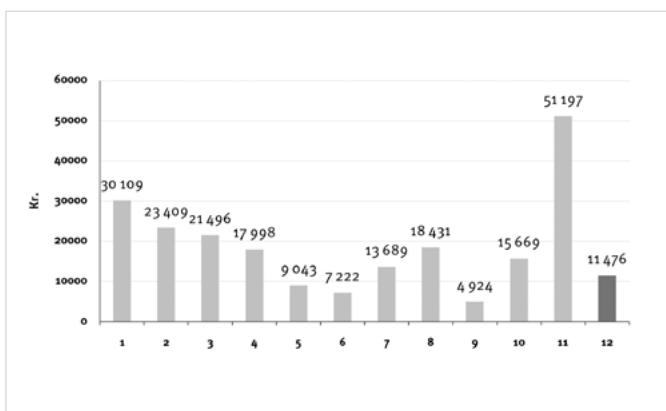


Рис. 2 – Сравнительные значения статической грузоподъемности образцов трубы

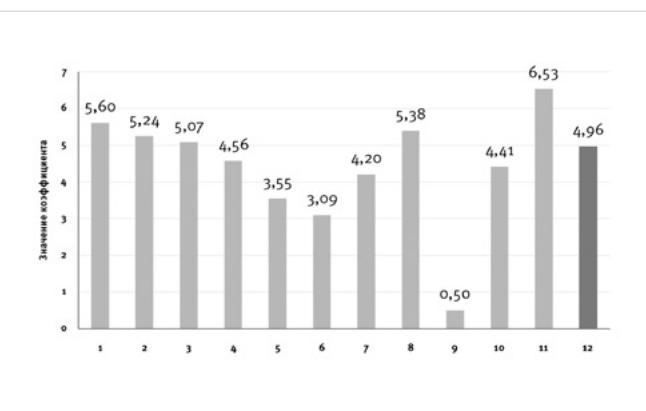


Рис. 3 – Коэффициент пропорциональности образцов трубы, при условной длине трубы 1000 м

Для большей наглядности технических характеристик колтюбинговых труб был построен график допускаемой статической нагрузки (рис. 4). Допускаемая статическая нагрузка — разность между максимальной статической грузоподъемностью трубы и ее полной массой с водой. Фактически данный график показывает, какую нагрузку выдержит труба без учета ее собственной массы и массы жидкости во внутренней полости трубы.

Результаты построения свидетельствуют о том, что большинство полимерных гибких труб по данному показателю превосходят значения металлической колтюбинговой трубы, причем некоторые из образцов превосходят существенно. Исходя из этого, можно сделать вывод о перспективности колтюбинговой трубы на основе полимерных материалов. Однако вместе с этим стоит также задаться вопросом и о целесообразности изготовления этих образцов и их экономической эффективности. Именно финансовый эффект от внедрения полимерной трубы будет иметь решающее значение при выборе колтюбинговой трубы.

Следующим шагом в оценке перспективности предлагаемых образцов колтюбинговых труб на основе полимерных материалов был

анализ предварительной стоимости вариантов труб (рис. 5). В связи с тем, что для начала производства данных образцов необходимо провести еще ряд исследований, моделирований и испытаний, на данный момент невозможно оценить реальную стоимость полимерных труб относительно стальной колтюбинговой трубы. Однако исходя из стоимости составных элементов трубопроводов, можно составить картину относительной стоимости образцов, взяв за точку отсчета образец, изготовленный только из полимера.

Итоги

Полученные результаты вычислений и аналитических исследований свидетельствуют о перспективности металлополимерных колтюбинговых труб. Дальнейшее изучение свойств труб и усовершенствование конструкций должно привести к тому, что через определенное время некоторые образцы колтюбинговых труб на основе полимерных материалов будут внедряться в отдельных областях промышленности.

Выводы

Очевидно, что для полноценного анализа

перспективности применения полимерных колтюбинговых труб необходимо провести моделирование конструкций труб с помощью программ специального назначения, испытания образцов при рабочих нагрузках и дополнительные исследования технических характеристик образцов. Анализ результатов, полученных на данный момент, показывает, что колтюбинговые полимерные трубы достаточно перспективны для дальнейших исследований и могут в некоторых областях нефтегазовой промышленности составить конкуренцию стальным колтюбинговым трубам.

Список используемой литературы

1. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. М.: Академия горных наук, 1999. 224 с.
2. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование: Справочник. 2-е изд. М.: Недра, 1990. 559 с.
3. Вайншток С.М. и др. Опыт эксплуатации установок с длинномерной трубой на барабане // Нефть и капитал, 1998. № 1. С. 71.

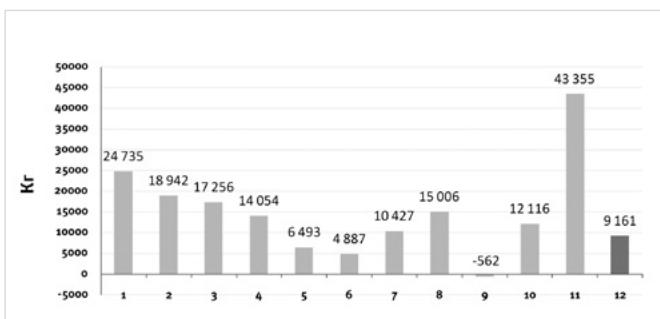


Рис. 4 — Допускаемая статическая нагрузка трубы, при условной длине трубы 1000 м

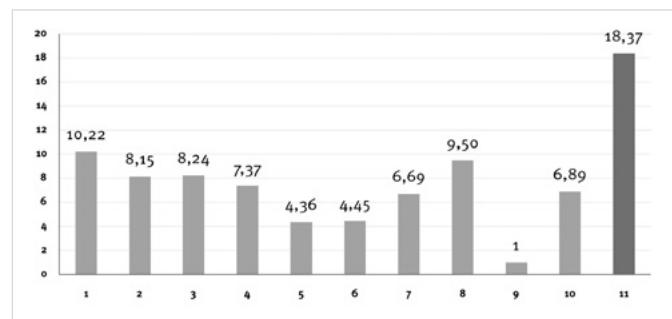


Рис. 5 — Относительная стоимость образцов труб

ENGLISH

PIPES

Coiled tubing pipes based on polymer materials

UDC 621.643

Authors:

Vladimir V. Shaydakov — ph.d., professor, director¹; y1v2sh50@yandex.ru
Vladimir V. Gogolenko — postgraduate²; gogolenko89@mail.ru
Pavel G. Mikhailov — postgraduate²; pash_pash88@mail.ru

¹Engineering company “Inkomp-neft”, Ufa, Russian Federation

²NPF “Geophysics”, Ufa, Russian Federation

Abstract

The article suggests variants of constructions of coiled tubing pipes based on polymer materials. Describes the results of the analysis of technical and economic characteristics of the proposed designs. Drawn conclusions on possibility of use of polymer coiled tubing pipes.

Materials and methods

Design samples metallopolymer coiled tubing

pipe was based on the designs of metal-pipe. Initial construction was carried out in the «Compass». All calculations were made in the program «Microsoft Office Excel».

Conclusions

Obviously, for a complete analysis of the prospects of application of polymeric coiled tubing is necessary to simulate the structural pipes using special-purpose programs, test samples with additional

workloads and the technical characteristics of the samples. Analysis of the results obtained at this point shows that coiled tubing plastic pipes sufficiently promising for further research and may in some areas of the oil and gas industry to compete with steel coiled tubing pipes.

Keywords

coiled tubing, polymeric materials, deviated and horizontal sections of wells, oil and gas industry

References

1. Vaynshtok S.M., Molchanov A.G., Nekrasov V.I., Chernobrovkin V.I. Podzemnyy remont i burenje skvazhin s primeniem gibkikh trub [Underground repair and drilling with coiled tubing]. Moscow: Izdatel'stvo Akademii gornykh nauk, 1999, 224 p.
2. Bukhalenko E.I. Neftepromyslovoe oborudovanie. Spravochnik. 2-e izd. [Oil field equipment. Manual. 2-nd issue]. Moscow: Nedra, 1990, 559 p.
3. Vaynshtok S.M. and other authors.

1. Vaynshtok S.M., Molchanov A.G., Nekrasov V.I., Chernobrovkin V.I. Podzemnyy remont i burenje skvazhin s primeniem gibkikh trub [Underground repair and drilling with coiled tubing]. Moscow: Izdatel'stvo Akademii gornykh nauk, 1999, 224 p.
2. Bukhalenko E.I. Neftepromyslovoe oborudovanie. Spravochnik. 2-e izd. [Oil field equipment. Manual. 2-nd issue]. Moscow: Nedra, 1990, 559 p.
3. Vaynshtok S.M. and other authors.

Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ» — Комплексное снабжение и организация поставок промышленного оборудования и комплектующих для обеспечения строительства и бесперебойной работы объектов нефтяной, газовой и химической промышленности.



Имея многолетний положительный опыт поставок технологического оборудования и комплектующих для строительства и работы объектов нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности, мы знаем все проблемы с которыми при этом приходится сталкиваться строительной, ремонтной и эксплуатирующей организаций. Довольно часто складываются ситуации, когда даже крупные именитые компании, в области строительства и эксплуатации объектов нефте-газодобычи и переработки оказываются «один на один» с проблемой организации бесперебойных поставок в условиях острого дефицита времени. При этом, на первый план выходят вопросы скорости поставок и качества необходимых материалов и оборудования.

Специализируясь на комплексном решении подобных (а также многих других) проблем, Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ» постоянно проводит работу, направленную на выработку эффективных средств помощи предприятиям при решении их проблем в управлении снабжением. Одним из таких средств является наш обновленный сайт находящийся по адресу <http://evnat.com/>.

Сайт состоит из двух частей: «Интернет-магазин» и «Каталог продукции».

В интернет-магазине представлена трубопроводная арматура и другое оборудование, производимое с заранее заданными характеристиками.

В каталоге продукции представлены изделия, производимые на заказ с необходимыми в каждом конкретном случае характеристиками.

Наш сервис создан в помощь предприятиям. Теперь для заказа необходимого оборудования и комплектующих Вам необходимо лишь выбрать интересующие позиции. **Все остальное сделаем мы.**

Наш замысел: Обеспечить промышленные и строительные предприятия качественными материалами, оборудованием и сервисом, для обеспечения строительства и бесперебойной работы объектов нефтяной, газовой и химической промышленности. Таким образом, предоставлять нашему обществу спокойствие и огромную пользу окружающей среде.

Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ»

450065, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа,
ул. Буревестника д.11 офис 7.

Тел./факс: +7 (347) 260-08-58, 264-77-78, 260-47-07, 240-24-64.
e-mail: evnat@evnat.ru

www.evnat.ru
www.evnat.com
www.evnat.ru



ООО «Завод «Сателлит» – динамично развивающееся предприятие, осуществляющее производство и поставки на российский рынок трубопроводной арматуры.

С 2012 года на заводе освоено собственное производство шаровых кранов диаметром DN 10-300 мм и давлением PN 16-160 кгс/см² с различными типами при соединения к трубопроводу (приварное, фланцевое, муфтовое, комбинированное), а также различных конструкций (сварные, разборные).

С 2013 года освоено собственное производство клапанов предохранительных СППК диаметром DN 25-200 мм, давлением 16-160 кгс/см², переключающих устройств ПУ диаметром DN 25-300 мм и давлением PN 6-160 кгс/см², а также блоков предохранительных клапанов с переключающими устройствами БПК DN 25-200 мм и давлением PN 16-160 кгс/см².

Производственный потенциал позволяет осуществлять изготовление ТПА* для умеренных (У1) и холодных (ХЛ1, УХЛ1) макроклиматических условий в кратчайшие сроки.

Наша продукция предназначена для жидких и газообразных рабочих сред, нефтеперерабатывающей, нефтегазодобывающей, нефтехимической и газовой промышленности.

В процессе изготовления используется современное высокоточное оборудование: итальянские лентопилы H700 с устройством автоматической подачей заготовок, сербские дробометы «Siapro», обрабатывающие центры «Doosan» с применением режущего инструмента ведущих мировых производителей «Iscag», «Sandwick», «Walter».

Все производственные процессы осуществляются согласно требованиям стандартов качества серии ISO 9000.

Выпускаемая продукция имеет сертификат соответствия и разрешение на применение Ростехнадзора РФ.

Наш стиль работы – высокое качество, оперативность, профессионализм и надежность.

Приглашаем Вас к сотрудничеству и надеемся, что в нашем лице Ваша компания обретет надежного поставщика высококачественной трубопроводной арматуры, и наше дальнейшее сотрудничество будет развиваться на основе доверия и взаимовыгодных партнерских отношений.

Краны шаровые цельноварные полнопроходные



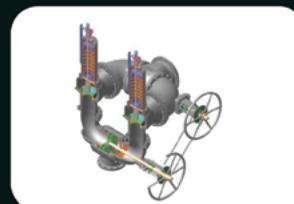
Краны шаровые цельноварные стандартнопроходные



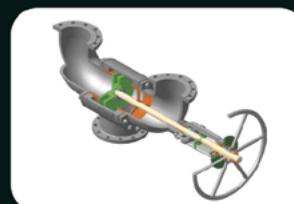
Краны шаровые разборные



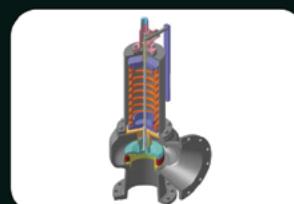
Блоки предохранительных клапанов с устройствами переключающими



Устройства переключающие предохранительных клапанов



Клапаны предохранительные пружинные



453430, Башкортостан, г. Благовещенск,
ул. 50 лет Октября, д.89. Тел. +7 (34766) 299-01
E-mail: info@zsrb.ru www.zsrb.ru



КР-1



Бессальниковые регулирующие клапаны КР-1 и регуляторы расхода и давления РР и РД

- Абсолютная герметичность сальникового узла;
- Разгруженный по давлению клеточный клапан;
- Конструкция клапана защищает сильфон от возможных гидроударов;
- Конструкция клапана предотвращает его перекос относительно седла;
- Применяемые материалы исключают возможность прикипания клапана к седлу;
- Не требуют дополнительного обслуживания.

Уникальная особенность бессальниковых клапанов и регуляторов - применение вместо традиционного сальникового уплотнения разделительного сильфона с дублирующим уплотнением, что полностью предотвращает возможность утечки среды через сальниковый узел.

Диаметры условного прохода Dn, мм: 25, 32, 40, 50, 80, 100, 150
Условное давление Pn, МПа: 1,6
Температура рабочей среды, °С: до 180

РР и РД



Оборудование торговой марки ТеплоКонтроль применяют: ОАО «Газпром», ПАО «Укрнафта», ОАО «СибЭко», ПО «Севмаш», Завод «ГазПромМаш», НПО «Сатурн - Газовые турбины», ОАО «Нефтемаш» и многие другие.

215500, Смоленская обл., г. Сафоново,
ул. Ленинградская, д. 18
(481-42) 2-84-11, 4-25-26, 2-83-67
info@tcontrol.ru, market@tcontrol.ru
www.tcontrol.ru

ОРГАНИЗATOR 

НЕ ПРОПУСТИТЕ КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ!

Х международный технический симпозиум

18 апреля 2014, Москва

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2014

ОСНОВНЫЕ ФОРМАТЫ СИМПОЗИУМА

- ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ: узнайте из уст органов власти, регулирующих развитие отрасли, о тенденциях и перспективах развития транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса; системе тарифообразования на транспортировку нефти трубопроводным транспортом; требованиям к промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводного транспорта; стандартизации и техническом регулировании в области трубопроводного транспорта и других важнейших аспектах развития отрасли
- ИНТЕРАКТИВНЫЕ ДИСКУССИИ: примите участие в обсуждении наиболее актуальных вопросов развития отрасли и получите четкие ответы на волнующие вопросы о проблемах, тенденциях, перспективах развития трубопроводной отрасли от ее ведущих игроков
- CASE-STUDIES: получите открытый доступ к инновационным решениям отрасли и уникальному опыту российских и зарубежных лидеров рынка
- СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА: заявите лидерам нефтегазовой отрасли о своих услугах, технологиях, оборудовании
- МНОГОЧИСЛЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ: установите деловые контакты с основными игроками отрасли во время кофе-брейков, ланчей, коктейль-приема в торжественной и вместе с тем непринужденной атмосфере

НЕМАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ В РОССИИ

В России в течение 2013-2020 годов ежегодно в среднем будут вводиться около 30 новых месторождений, из них примерно 14 – мелких. Типы их ввода, а также сильно различающейся размер месторождений станет главным определяющим фактором для инвестиционного процесса в области немагистрального трубопроводного транспорта нефти и газа. Как следствие, годовой объем инвестици

й в строительство немагистральных подводящих трубопроводов в течение этого периода времени будет значительно изменяться год от года. Максимальные значения годовых инвестиций (87-91 млрд рублей в год) можно ожидать в 2014-2015 годах, когда начнется интенсивное строительство подводящих трубопроводов в Юрубчено-Тохомской зоне, в Большехетской впадине и на российском каспийском шельфе.



+7 (495) 502 54 33
+7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com



Уже более 10-ти лет с высочайшей эффективностью и надежностью ПСГ на базе резервуаров ПЭР-Н, производства ООО НПФ «Политехника» работают на отдаленных объектах ведущих Российских нефтегазовых, нефтехимических, строительных, рудных, разведывательных и других компаний и предприятий.

Мы могли бы долго рассказывать про все преимущества нашей продукции и выгоды от сотрудничества с нами, но лучше прочитать это в отзывах наших клиентов:



Москва, ул.Шоссейная, д.110В
Тел. +7 (495) 783-01-67



info@poli.ru



www.poli.ru



ОТЗЫВ

В период с 9 сентября по 15 октября 2013 г. Сервисный инженер ООО НПФ «Политехника» выполнил работы по организации и проведению шеф-монтажа полевого склада горючего НСГ-2500 м³, на плодородке ООО «ГазНефтьХолдинг»

работы на Объекте выполнены полностью, в сжатые сроки, без нарушения режима работы.

Представитель ООО НПФ «Политехника» Семенов Сергей Анатольевич работу выполнил качественно, в соответствии с техническим заданием, в установленные сроки, отмечен профессиональный и высокий уровень организации ведения работ.

Замечания Заказчика, которые неизбежно возникают на сложных объектах, устраивались оперативно и качественно. Эластичные резервуары ГРЭ-3201Н, а также линия коллектора производства ООО НПФ «Политехника» проверены на герметичность, сливные и заправочные фитинги, а также влагозащитные покрытия в отличие от производства ООО «Нефтегаз», у которого резервуары текут, а линии коллектор, насыщенный молдук, активная потеря защиты и осаждения, вообще отсутствует.

ООО «ГазНефтьХолдинг» выражает благодарность ООО НПФ «Политехника», за разработку и производство надежных Полевых Складов Горючего.

Исп. начальника ОБО <> ГазНефтьХолдинг >> Тадебинка



«15» октября 2013 г.

ОТЗЫВ

В период с «...14...» июля по «...30...» июля 2013 г. Старший специалист инженер ООО НПФ «Политехника» выполнил работы по организации и проведению шеф-монтажа полевого склада горючего НСГ-2000 м³.

Работы шефмонтажа на Объекте выполнены полностью, в сжатые сроки, без нарушения режима работы.

Представитель ООО НПФ «Политехника» Семенов Сергей Анатольевич работы шефмонтажа выполнил качественно, в соответствии с техническим заданием, с соблюдением требований СНиП и в установленные сроки.

На всех этапах взаимоотношений с Заказчиком - от разработки рабочей документации до окончания работ шефмонтажа отмечен профессиональный и высокий уровень организации ведения работ.

Замечания Заказчика, которые неизбежно возникают на сложных объектах, устраивались оперативно и качественно.

Главный инженер ООО «Клер»



А. Л. Звягин

«30» июля 2013 г.



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Общество с ограниченной ответственностью "ТНК-Уват"
ООО «ТНК - Уват»

№ 554/44 от 11.03.2014

Генеральному директору
ООО НПФ «Политехника»
М.В. Миронову

ОТЗЫВ

В период с 26.02.2013 г. по 08.03.2013 г. компания ООО НПФ «Политехника» выполнила работы по организации и проведению шеф-монтажа полевого склада горючего НСГ-5000 общей вместимостью 5000 м куб. на Южно-Петьеском, месторождении Тюменской области.

Работы шефмонтажа на Объекте выполнены полностью в соответствии с поставленным оборудованием, в сжатые сроки, без нарушения режима работы.

Представитель ООО НПФ «Политехника» инженер Заварзина Игорь Анатольевич и ведущий специалист компании Семенов Сергей Анатольевич работы шефмонтажа выполнили качественно, в соответствии с рабочей документацией, с соблюдением требований СНиП и установленные сроки.

На всех этапах взаимоотношений с Заказчиком - от разработки рабочей документации до окончания работ шефмонтажа отмечен профессиональный и высокий уровень организации ведения работ.

Замечания Заказчика, которые неизбежно возникают на сложных объектах, устраивались оперативно и качественно.

Начальник Цеха МТО

В.А. Зыбин

Исп. Халев А.В.
Т. 8-912-383-05-90



06.10.2013 № 200/УФ09

На №

Отзыв о сотрудничестве

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ЭЛЕКТРОСЕТЬСЕРВИС ЕНЭС»
ЦЕНТР РАДИОДЕЯТЕЛЬНОСТИ
г. Екатеринбург, ул. Красногвардейская, 6
телефон: 486 70 00, факс: 486 90 43, e-mail: info@enec.ru

Генеральному директору
ООО НПФ «Политехника»
М.В. Миронову

Настоящим письмом компания ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС», подтверждает, что ООО НПФ «Политехника», добросовестно исполнило договорные обязательства по поставкам полимерных эластичных резервуаров для трансформаторного масла различной емкости в 2013 году. Все резервуары используются в полевых условиях в различных климатических районах, отвечают требованиям ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС» по техническим характеристикам и качеству изготовления. Все графики поставок были выдержаны точно в срок.

ООО НПФ «Политехника» зарекомендовала себя как надежный поставщик, выполняющий обязательства в срок и в полном объеме.

Однинственный чертой работы ООО НПФ «Политехника» является оперативность и высокая организованность сотрудников организации, готовность быстро реагировать на обстоятельства.

Выражаем свое уважение, и дальнейшую заинтересованность в совместной работе.

Заместитель генерального директора
по комплексному обеспечению и транспорту



А.Н. Байков

ОЮ. Мухабтин
28-89



Общество с ограниченной ответственностью

Завод "Калининградгазавтоматика"

Основано в 1960 г. Дочернее предприятие ОАО «Газпром автоматизация»

Разработка, производство и внедрение на объекты газовой, нефтяной и других отраслей промышленности распределительного и взрывозащищенного электрооборудования, систем автоматики и прочих приборов.

Основным видом деятельности завода является производство:

- Ячеек КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями;
- Шкафов НКУ до 1000 В серии OKKEN и Prisma Plus;
- Комплектных трансформаторных подстанций внутренней установки (цеховые);
- Систем гарантированного бесперебойного питания;
- Шкафов управления двигателями АВО газа;
- Узлов управления кранами (ЭПУУ);
- Взрывозащищенных оболочек (коробок);
- Щитов и пультов автоматизации производственных процессов;
- Шкафной продукции;
- Прочих приборов и средств автоматизации.

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий использующих наше оборудование можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.



ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236022, РФ, г. Калининград,
Гвардейский пр., д. 15
Тел: (4012) 576-032, факс: 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125
e-mail: zavod@kga.ru; Web.: www.kga.ru

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

ОАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Web.: www.gazauto.gazprom.ru



11-я международная выставка **НЕДРА - 2014** Изучение. Разведка. Добыча

1 - 3 апреля 2014 г., Москва, Всероссийский Выставочный Центр

При поддержке: Совета Федерации Российской Федерации, Комитета Государственной Думы по природным ресурсам, природопользованию и экологии, Торгово-промышленной палаты Российской Федерации.

Деловая и культурная программа выставки:

Научно-практическая конференция
«НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОГНОЗА, ПОИСКОВ И ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТПИ»

«Круглый стол»
ПО ВОПРОСАМ РАЗВИТИЯ ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Конкурсы среди учащихся и выпускников специализированных учебных заведений, презентации

Фестиваль авторской геологической песни «ЛЮДИ ИДУТ ПО СВЕТУ»

Гала-концерт Фестиваля

Контактная информация: Тел/факс: (499) 760-31-61, (499) 760-26-48

E-mail: expo-salon@rambler.ru, info@nedraexpo.ru

www.nedraexpo.ru



Результаты опытных эксплуатационных испытаний преобразователей гидростатического давления Сапфир-22-МП-ВН-ДГ, примененных для измерений расхода массы ингибитора коррозии

Т.Т. Нигаматзянов

главный метролог¹

tomas-nigmat@mail.ru

В.В. Аскерков

заместитель генерального директора по качеству²
omk- tk@mail.ru

С.Г. Лебедев

директор²

sergl-64@mail.ru

Р.Р. Салимуллин

начальник отдела информационных технологий³
salimullin@tatneft.ru

А.А. Евсеев

начальник отдела по антикоррозийной защите трубопроводов и нефтепромыслового оборудования⁴

Р.Р. Курбангалиев

главный метролог^{5,4}

Р.Г. Гайсина

ведущий инженер²

sergl-64@mail.ru

¹ОАО «Теплоконтроль», Казань, Россия

²СКБ «Прибор» ОАО «Теплоконтроль», Казань, Россия

³Инженерный центр ОАО «Татнефть»,

Альметьевск, Россия

⁴ОАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

⁵НГДУ «Альметьевенефть», Альметьевск, Россия

В статье рассмотрены результаты опытных эксплуатационных испытаний до и после конструктивных доработок преобразователей гидростатического давления, установленных на резервуарах дозаторных установок и применяемых для измерений расхода массы ингибитора коррозии, подаваемого в нефтепромысловое оборудование.

Материалы и методы

Реагент — используемый в дозаторных установках НГДУ «Альметьевенефть» ОАО «Татнефть» ингибитор коррозии. Объемно-массовый метод по ЦТ-781, метод с использованием преобразователя гидростатического давления, описанный в работе [2].

Ключевые слова

преобразователь гидростатического давления, датчик, расход массы, ингибитор коррозии, реагент, предел допускаемой основной погрешности, разрешение по давлению, предел допускаемого отклонения

Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии с использованием ингибитора коррозии (реагента) — задача актуальная. В настоящее время, как правило, расход массы реагента определяется объемно-массовым методом (прямым методом статических измерений) [1]. В работе [2] нами был предложен альтернативный гидростатический метод измерений расхода массы ингибитора коррозии, подаваемого из резервуара дозаторной установки, с использованием преобразователя гидростатического давления (датчика) с пределом допускаемой основной погрешности $\pm 0,15\%$ ВПИ.

В этом случае расход массы расход массы жидкости определяется косвенно по формуле:

$$\delta m = \frac{\delta P_{np} \cdot S}{g} \quad (1)$$

где δP_{np} — приращение давления, измеряемое преобразователем, kgs/m^2 ;
 S — площадь сечения резервуара, m^2 ;
 g — ускорение свободного падения, m/s^2 ($=9,81 \text{ m}/\text{s}^2$).

Этот метод производительнее и точнее статического метода косвенных измерений, что обосновано нами теоретическими выкладками и подтверждено предварительными испытаниями датчика в полевых условиях. В итоге был сделан вывод — преобразователи гидростатического давления с разрешением по давлению $0,01\%$ ВПИ по ТУ [3], могут быть применены в качестве средств измерений расхода массы ингибитора коррозии.

В ОАО «Татнефть» была разработана «Программа и методика проведения эксплуатационных испытаний преобразователей гидростатического давления». Испытания трех датчиков проводились с июля 2012 по декабрь 2013 гг. в НГДУ «Альметьевенефть» на технологических объектах ГЗНУ-23 ЦДНГ-4, ГЗУ-12д ЦДНГ-3, ГЗНУ-5 ЦДНГ-5.

Процесс испытаний преобразователей давления, установленных на резервуарах

дозаторных установок для измерения расхода массы реагента, состоял из трех этапов:

I. Испытания датчиков на стабильность показаний во времени (при технологической операции слива жидкости из резервуара в нефтепромысловое оборудование).

Стабильность показаний датчиков определялось отсутствием скачкообразных отклонений показаний от прямой линии в графике линейной зависимости измеряемого давления от времени. Отбор жидкости — равномерный процесс.

II. Испытания на точность линий передачи цифрового и аналогового сигналов датчика через контроллер в систему телеметрии на АРМ диспетчера ЦДНГ (при технологической операции слива жидкости из резервуара в нефтепромысловое оборудование).

Точность передачи сигналов датчика по цифровому и аналоговому линиям через контроллер, характеризуемая погрешностью, оценивалась отклонением показаний датчиков на месте измерений от показаний системы телеметрии диспетчера ЦДНГ.

III. Испытания датчиков на точность измерений расхода массы реагента (при экспериментальной операции залива жидкости в резервуар с использованием тары).

Точность измерений датчиками расхода массы реагента, характеризуемая погрешностью, оценивалась отклонением результата измерений приращения массы датчиком от результата измерения приращения массы эталонными весами при экспериментальных операциях залива ингибитора коррозии в резервуар дозаторной установки. Отклонение результата измерений не должно превышать предел допускаемого отклонения $\pm 0,10 \text{ kg}$.

На первом этапе испытаний в линейной характеристике измеряемого давления реагента обнаружилось наличие характерных скачков показаний датчика (рис. 1) с амплитудой от минус 25 до плюс 25 kgs/m^2 .

Причины возникновения этих скачков

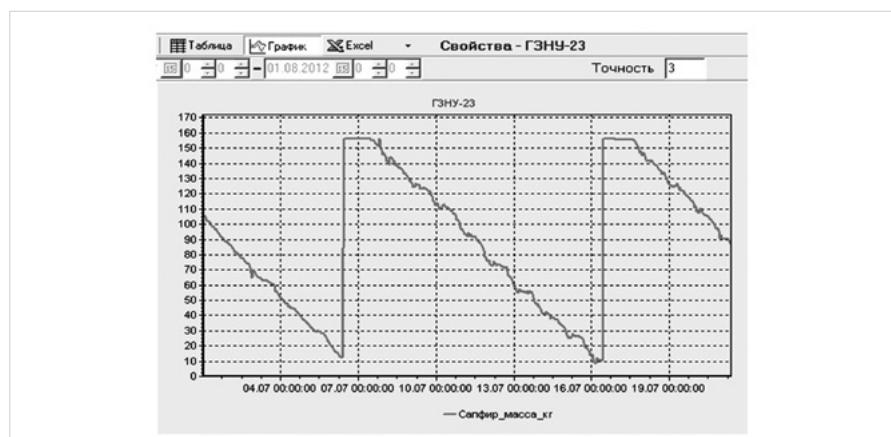


Рис. 1 — Тренд с графиком линейной зависимости давления от времени с характерными скачками показаний датчика, полученный в процессе испытаний на объекте ГЗНУ-23

показаний датчика были неизвестны. В результате исследований были выявлены следующие факторы, вызывавшие отклонения показаний преобразователя давления:

1. При анализе физико-химических характеристик ингибитора коррозии, в составе которого присутствуют основные компоненты – метанол и ортофосфорная кислота, выяснены следующие особенности:
 - непрерывное выделение газов, интенсивность которого зависит от температуры, за счет испарения метанола, вызывающее скопление газов в замкнутом пространстве «плюсововой» измерительной полости преобразователя давления, перед мембраной;
 - при химической реакции ортофосфорной кислоты с конструкционными материалами датчика (сталь Ст20(30) с покрытием сплава хром-цинк) происходит выделение газов и их накопление вблизи мембранны измерительного блока преобразователя давления.
 - ингибитор коррозии обладает значительным коэффициентом линейного расширения от изменения температуры, а также некоторой скимаемостью при воздействии давления за счет присутствия диффузно растворенных в нем газов.
2. Накопление грязевых осадков тяжелых фракций вблизи измерительной мембранны в рабочей полости датчика давления.

3. Неравномерное воздействие ветра:

- на мембранны измерительного блока преобразователя через отверстие в камере, связанной с атмосферой;
- на уровень жидкости через горловину резервуара.

Выделение газов в результате химической реакции и их накопление вблизи мембранны устранено:

- изменением конструкции измерительной полости мембранны блока преобразователя, для исключения скрытых полостей и карманов, способствующих накоплению газов;
- изготовлением фланцевого соединения преобразователя давления Сапфир-22-МП-ВН-ДГ из нержавеющей стали 12Х18Н10Т, стойкой к воздействию рабочей жидкости;
- изменением конструкции фланцевого соединения датчика к резервуару;
- наклоном оси фланцевого соединения на угол 15° вниз от горизонтальной плоскости, перпендикулярной отвесной линии, для естественного оттока газов из измерительной полости преобразователя;
- врезкой соединительного фланца в резервуар без создания полости (кармана) в верхней части соединительного патрубка.

Накопление грязевых осадков и тяжелых фракций реагента вблизи измерительной мембранны датчика устранено применением

устройства отсечки тяжелых фракций и осадков реагента.

Воздействие ветра устранено применением демпфирующих устройств во второй рабочей камере датчика и на крышке резервуара.

Кроме того в процессе опытной эксплуатации выявилось, что большие габаритные размеры и масса датчика давления приводят к сложности монтажа. Это заставило модернизировать конструкцию соединительных фланцев с патрубками, в результате чего их масса и габаритные размеры уменьшились в два раза. Это облегчило монтаж датчика, ввод в эксплуатацию и дальнейшее обслуживание преобразователя давления.

На рис. 2 представлена фотография датчика давления с модернизированным измерительным блоком и фланцевым соединением.

После модернизации конструкции преобразователя давления в последующих испытаниях датчиков в графиках линейной зависимости измеряемого давления от времени исчезли характерные скачки показаний (рис. 3).

На втором этапе испытаний после калибровки АЦП точность передачи данных через контроллер, характеризуемая допустимым отклонением показаний датчиков на месте измерений от показаний системы телеметрии диспетчера ЦДНГ, дала полное совпадение результатов по цифровому и аналоговому каналам.



Рис. 2 – Преобразователь гидростатического давления с доработанным измерительным блоком и фланцевым соединением

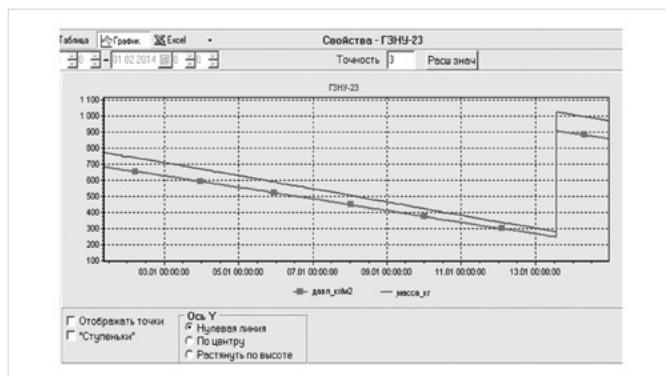


Рис. 3 – Тренд с графиком линейной зависимости давления от времени, полученный в процессе испытаний на объекте ГЗНУ-23 после модернизации преобразователя давления

Время	Показание преобразователя		Результат измерения				Отклонение результата измерения приращения массы преобразователем Сапфир и с помощью весов $\Delta(\delta m) = \delta_{m_{pr}} - \delta_{m_{вес}}$, кг	Предел допускаемого отклонения $\Delta(m)_{доп}$, кг
	Сапфир до залива в резервуар ведра жидкости $I_{pr.1}$, mA	Сапфир после залива в резервуар ведра жидкости $I_{pr.2}$ mA	приращения тока преобразователем Сапфир $\delta I_{pr} = I_{pr.2} - I_{pr.1}$ mA	приращения давления преобразователем Сапфир δP_{pr} kgc/m ²	приращения массы преобразователем Сапфир $\delta m_{pr} = \delta P_{pr} \times S$, кг	массы жидкости с помощью весов $m_{вж} - m_{вк}$, кг		
114. 30 мин	4,0000	4,1405	0,1405	8,782	10,033	10,0	0,033	±0,10
114. 32 мин	4,1405	4,2809	0,1404	8,775	10,025	10,0	0,025	±0,10
114. 35 мин	4,2809	4,4214	0,1405	8,780	10,031	10,0	0,031	±0,10
114. 38 мин	4,4214	4,5613	0,1399	8,743	9,989	10,0	-0,011	±0,10
114. 40 мин	4,5613	4,7016	0,1403	8,769	10,018	10,0	0,018	±0,10
114. 43 мин	4,7016	4,8416	0,1400	8,752	9,999	10,0	-0,001	±0,10
114.45 мин	4,8416	4,9819	0,1403	8,767	10,016	10,0	0,016	±0,10
114. 49 мин	4,9819	5,1223	0,1404	8,776	10,026	10,0	0,026	±0,10
114. 52 мин	5,1223	5,2626	0,1403	8,769	10,018	10,0	0,018	±0,10
114. 55 мин	5,2626	5,4025	0,1399	8,746	9,992	10,0	-0,008	±0,10

S – площадь сечения резервуара; D – внутренний диаметр резервуара; S=1,14249 м²; D=1,2064 м;

Таб. 1 – Протокол измерений приращения массы жидкости с помощью преобразователя гидростатического давления зав. № 311302 и весов электронных тензометрических МТ зав. № 315639 от 11.12.2013 г.

На третьем этапе испытаний для определения отклонений результатов измерений приращения массы датчиком от результатов измерений приращения массы эталонными весами на дозаторных установках проводились экспериментальные операции порционного залива реагента. В резервуар добавлялись порции реагента (30 раз по 10 кг), масса которого измерялась эталонными весами с пределом допускаемой погрешности ± 10 г. До залива в резервуар порции реагента и после залива снимались показания преобразователя давления и по формуле (1) вычислялся результат измерения приращения массы датчиком. Показания весов и датчика, а также результаты измерений и обработки

записывались в Протокол измерений по форме, приведенной в таб. 1.

В процессе сличения преобразователей давления с эталонными весами отклонения результатов измерения приращения массы датчиком давления и весами не превышали предела допускаемого отклонения ± 100 г. К примеру, на объекте ГЗНУ-23 эти отклонения имели значения в диапазоне от минус 11 до плюс 33 г. А отклонение между суммарной массой 300,354 кг, измеренной преобразователем Сапфир, и суммарной массой 300 кг, измеренной эталонными весами, составило значение 354 г ($0,12\%$) и не превысило суммарного предела допускаемого отклонения ± 548 г (для 30 порций залива реагента).

Список используемой литературы

- ЦТ-781. Инструкция о порядке и методах измерений при учетных операциях с нефтепродуктами на предприятиях Федерального железнодорожного транспорта. Утвержден МПС РФ 15.09.2000 № ЦТ-781.
- Нигаматзянов Т.Т., Аскерков В.В., Анисимова С.А., Любягин А.Н., Салимуллин Р.Р. О применении преобразователя давления Сапфир-22-МП-ВН-ДГ для измерения расхода ингибитора коррозии // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 3 (28). С. 96–97.
- ТУ 4212-177-00225621-2008. Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН. Технические условия.

ENGLISH

MEASURING EQUIPMENT

UDC 681.2

The results of experienced operational testing of converters hydrostatic pressure Sapphire-22-MP-VN-DG applied for measurement of mass flow corrosion inhibitor

Authors:

Thomas T. Nigmatzyanov – chief metrologist¹; tomas-nigmat@mail.ru
 Valery V. Askerkov – deputy general director for quality¹; omk-tk@mail.ru
 Sergey G. Lebedev – director²; sergl-64@mail.ru
 Rustem R. Salimullin – head of Information technology³; salimullin@tatneft.ru
 Alexander A. Yevseyev – head of corrosion protection pipelines and oilfield equipment⁴
 Ramil R. Kurbangaliev – chief metrologist^{5,4}
 Rezeda G. Gaisina – leading engineer^{1,2}; sergl-64@mail.ru

¹Teplokontrol JSC, Kazan, Russian Federation

²SCB Pribor, Teplokontrol JSC, Kazan, Russian Federation

³Engineering Center of JSC Tatneft, Almetьевск, Russian Federation

⁴JSC Tatneft, Almetьевск, Russian Federation

⁵NGDU Almetyevneft Almetьевск, Russian Federation

Abstract

The article considers the results of experienced operational tests before and after the constructive developments converters hydrostatic pressure Sapphire-22-MP-VN-DG installed on the tanks filling installations which are used for the measurement of mass flow corrosion inhibitor supplied in oilfield equipment.

Materials and methods

Reagent used in filling plants Almetьевск oil and gas production OJSC «Tatneft» corrosion inhibitor. Volumetric-mass method for DH-781,

method using hydrostatic pressure transducer described in [2].

Results

According to the results of experienced operational tests established that the transmitter of the hydrostatic pressure Sapphire-22-MP-VN-DG measures the mass flow in reagent reservoirs filling installations with a relative error, not exceeding a value of $\pm 0.1\%$.

Conclusions

Hydrostatic pressure transmitters Sapphire-

22-MP-VN-DG with a limit of permissible basic error $\pm 0.15\%$ of full scale, produced by OJSC Teplokontrol may be used for continuous measurement and monitoring of the mass of the reagent and oil products, and also for use output parameters to control technological processes.

Keywords

transmitter of the hydrostatic pressure sensor, mass flow, corrosion inhibitor, reagent, maximum permissible error, permission for pressure limit deviation

References

- ST-781. Instruktsiya o poryadke i metodakh izmerenij pri uchetnykh operatsiyakh s nefteproduktami na predpriyatiyakh Federalnogo zheleznodorozhnogo transporta [Instruction on the procedure and methods of measurement under accounting operations with oil products at the enterprises of the Federal railway transport].

- Approved MPS RF 15.09.2000 № ST-781.
- Nigmatzyanov T.T., Askerkov V.V., Anisimova S.A., Lyubyagin A.N., Salimullin R.R. O primenenii preobrazovatelya davleniya Sapphir-22-MP-VN-DG dlya izmerenija raskhoda massy inhibitora korrozii [About application of the converter of hydrostatic pressure Sapphire-22-MP-VN-DG for measurement of the expense of

weight corrosion inhibitor].

Exposition Oil Gas. 2013.
issue 3 (28). pp. 96–97.

- TU 4212-177-00225621-2008. Preobrazovateli davleniya izmeritelnye Sapphir-22-MP-VN. Tekhnicheskie usloviya [Pressure transmitters Sapphire-22MP-VN. Technical conditions].



ОАО «Теплоконтроль»
 Тел.: +7 (834) 278-33-54,
 278-34-04, 278-35-54, 278-35-14.
 e-mail: tk_mark@mail.ru

ОАО «Теплоконтроль» изготавливает преобразователи гидростатического давления Сапфир-22-МП-ВН-ДГ для измерений массы ингибитора коррозии в резервуарах дозаторных установок.

Предприятие выпускает из производства и другие типы преобразователей давления Сапфир (преобразователи абсолютного и избыточного давления, разности давлений, разрежения и давления-разрежения), которые можно увидеть на сайте ОАО «Теплоконтроль»: www.teplokontrol.ru.

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2014

24 - 29 марта 2014 года
г. Сочи

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, интегрированные проекты;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов; техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- строительство и эксплуатация подземных хранилищ газа, интеллектуальные системы их мониторинга;

- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефти;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ- технологии;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти.

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

12 - 17 мая 2014 года
г. Геленджик

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глущение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;

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

Строительство и ремонт скважин - 2014

22 - 27 сентября 2014 г.
г. Анапа

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбиновые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;

- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

20 - 25 октября 2014 года
г. Сочи

- 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 нефтегазодобывающей 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.

информационные партнеры



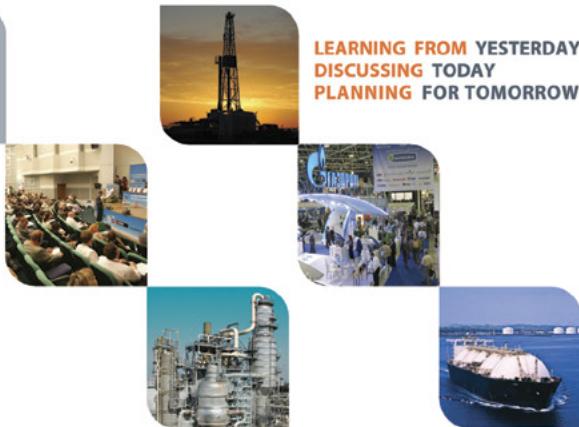
информационные партнеры



информационные партнеры

www.mioge.ru

2014-2015 КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ITE



LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW



11-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ PETROTECH

12-15 января 2014
Нойда, Индия



НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА
24-27 февраля 2014

Янгон, Мьянма



3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»

25 – 26 февраля 2014
Ставангер, Норвегия



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ МОНГОЛИИ»

апрель 2014
Улан-Батор, Монголия



13-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

9 – 10 апреля 2014
Анкара, Турция



18-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

13 – 15 мая 2014
Ташкент, Узбекистан



5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА

20 – 21 мая 2014
Ашхабад, Туркменистан



16-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»

28 – 31 мая 2014
Киев, Украина



21-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
3 – 6 июня 2014
Баку, Азербайджан



21-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И
ВЫСТАВКА 21 WPC

15 – 19 июня 2014
Москва, Россия, МВЦ «Крокус Экспо»



6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»

2 – 4 сентября 2014
Краснодар, Россия



2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО
СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»

9 – 10 сентября 2014
Пафос, Кипр



22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

30 сентября – 3 октября 2014
Алматы, Казахстан



9-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ,
ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

4 – 6 ноября 2014
Актау, Казахстан



19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

18 – 20 ноября 2014
Ашхабад, Туркменистан



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ»

ноябрь 2014
Дар-эс-Салам, Танзания



13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 26 июня 2015
Москва, Россия



12-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

23 – 25 июня 2015
Москва, Россия



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





**ATYRAU
OIL & GAS**

1-3 апреля 2014

**Спорткомплекс Атырау
Атырау · Казахстан**

**13-я Северо-Каспийская
региональная выставка
“Атырау нефть и газ”**



**Региональное событие
глобальной индустрии**



ITE (Лондон)	Тел.: +44 (0) 20 7596 5000	Факс: +44 (0) 20 7596 5106	E. oilgas@ite-exhibitions.com
ITECA (Алматы)	Тел.: +7 (727) 258 34 34	Факс: +7 (727) 258 34 44	E. oil-gas@iteca.kz
ITECA (Атырау)	Тел.: +7 (7122) 58 60 88	Факс: +7 (7122) 58 61 51	E. natalia.makisheva@iteca.kz
GIMA (Гамбург)	Тел.: +49 (0) 40 235 24 201	Факс: +49 (0) 40 235 24 410	E. freckmann@gima.de

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.gntexpo.ru



УФА-2014

НОВЫЕ СРОКИ
ПРОВЕДЕНИЯ!

22-25 апреля

XXII международная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

Выставка 2014 года
в Выставочном комплексе

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Министерство
промышленности
и инновационной политики
Республики Башкортостан



БВК
БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

Башкирская выставочная компания (347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00, e-mail: gasoil@bvkexpo.ru



Приглашаем
Вас и Ваших специалистов принять участие
в ежегодных всероссийских производственных
нефтегазовых мероприятиях

«МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ
(коррозия, мех.примеси, АСПО, эмульсии гидраты, соли, СВБ и др.)»

КОНФЕРЕНЦИЯ: 2 дня, 5-6 марта 2014

- Организация управления межремонтным периодом скважин в добывающих предприятиях. Современные и новейшие технологии повышения МРП и надёжности работы скважинного насосного оборудования. Достижения производителей в области увеличения ресурса работы скважинного оборудования (УЭЦН, ШГН, насосных штанг, НКТ, фильтров).
- Опыт работы с отложениями АСПО, солей на фонде ШГН, ЭЦН, достижения, результаты последних промысловых испытаний.
- Опыт работы с высоковязкими эмульсиями, выносом мех.примесей на фонде ШГН, ЭЦН, достижения, результаты последних промысловых испытаний.
- Опыт и перспективы применения стеклопластикового скважинного оборудования (НКТ, насосные штанги, фильтра, рабочие колеса УЭЦН и др.).
- Опыт работы по управлению коррозией, концентрацией СВБ, сероводородом на механизированном фонде скважин.
- Эффективность комплексной химизации.
- Внедрение АСУТП — один из эффективных методов повышения МРП.
- Единые технические требования к проведению испытаний и применению химических реагентов и различных технологий в нефтегазовой промышленности.

**МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.
РАЗЛИЧНЫЕ ГТМ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.**

КОНФЕРЕНЦИЯ: 2 дня, сентябрь 2014

- Обзор существующих мероприятий по повышению нефтеотдачи — физические, термические, химические, гидродинамические, микробиологические, потокоотклоняющие технологии и др. Технические средства для повышения нефтеотдачи пластов.
- Практические результаты добывающих организаций и предложения от подрядчиков.
- Эффективная организация ГТМ с целью увеличения нефтеотдачи. проведение ГРП, РИР, бурение БГС. Оптимизация работы скважин механизированного фонда, снижение обводненности, поддержание давления. Контроль проведения ремонта, корректное глушение скважин, применение колтюбинга. Повышение эффективности проводимых мероприятий.
- Различные дизайны проведения ОПЗ химическими реагентами.
- Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗиД, ВСП. Одновременно — раздельная закачка воды, газа и других рабочих агентов. Опыт и сложности внедрения технологий ОРЭ и интеллектуальных скважин на месторождениях.

**ОРГАНИЗАЦИЯ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПРОМЫСЛЕ.
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ,
ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ.**

СЕМИНАР: 1 день, ноябрь 2014

- Техническое диагностирование и экспертиза промышленной безопасности. Повышение безопасности эксплуатации объектов нефтедобычи. Аспекты охраны недр в системе производственного экологического контроля разработки и эксплуатации месторождений.
- Системы утилизации и хранения на промысле производственных отходов..
- Ликвидация разливов нефти, рекультивация нефтезагрязненных земель, шламовых амбаров, фактический обмер потерь нефти.
- Входной контроль качества приобретаемой продукции (химия, оборудование и др.).
- Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций.
- Обучение персонала.
- Антитеррористические и антикриминальные мероприятия в нефтяной промышленности.

г. Ижевск. По вопросам участия в мероприятиях – координатор: Анна
Тел.: 8-912-751-47-92, тел./факс: +7 (3412)43-53-86
Более подробная информация на сайте: www.konferenc-neft.ru

16-Я СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА «ТЭК Сахалина и Курил / SIGOLD»



Организаторы



Сахалинский
международный
экспоцентр
(г. Южно-Сахалинск)

**21-22 МАЯ 2014 г.
г. ЮЖНО-САХАЛИНСК**

**WWW.SIGOLDFORUM.RU
(4242) 46-00-90, 46-00-74**

**ИННОВАЦИИ
ДЛЯ ТОПЛИВНО-
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА**



Международное
торгово-промышленное
агентство
(г. Москва)

24-25 апреля 2014

Российский нефтегазовый саммит



Первый российский нефтегазовый Саммит по
ключевым вопросам направления «Downstream».

Структура саммита:

День 1. Переработка

- Конгресс «Переработка. Глобальные тренды и стратегические аспекты развития»
- Техническая сессия «Инновационные решения и технологии в переработке, нефти и газа»
- Выставка инновационных решений и технологий

День 2. Транспортировка, хранение, сбыт

- Конгресс, ключевые вопросы транспортировки, хранения и сбыта
- Техническая сессия «Инновационные решения и технологии в транспортировке и хранении»
- Выставка инновационных решений и технологий
- Гала-ужин

Организаторы

BUSINESS DYNAMICS

Тел.: +7 (351) 777 12 14

E-mail: info@bamics.com

www.downstreamsummit.ru





21-й Мировой нефтяной конгресс

ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ МИРОВОЙ

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ТЕПЕРЬ В МОСКВЕ

6 000 делегатов
500 представителей СМИ
50 000 м² выставочных площадей

15-19 июня 2014 | www.21wpc.com

Национальные спонсоры



Платиновые спонсоры



Официальное издательство



Официальный партнер



Building a better working world

Золотые спонсоры



Серебряные спонсоры





VII международная конференция

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

7 – 8 апреля 2014, Минск, Беларусь

1000+ участников

За годы работы – ведущие игроки отрасли, ключевые компании в регионе и их международные партнеры

50+ докладчиков

Международные эксперты, представители высшего звена правительственные органов, руководители ключевых компаний Республики Беларусь

2 информативных дня

- Актуальная аналитика и прогнозы рынка, практическая информация, полемические дискуссии
- Технический визит

- Традиционное место встречи ведущих игроков региона

- Официальная поддержка концерна Белнефтехим

- Возможность общения с самыми значимыми предприятиями нефтегазового комплекса Беларусь – Белнефтехим, Мозырский НПЗ, Наftан, БНТД, БНК, Гомельтранснефть Дружба, Белорусская железная дорога



info@ccapital.co.uk +44 (0) 20 8349 1999 www.ccapital.co.uk

Confidence Capital



VII КАСПИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТОРГОВО - ТРАНСПОРТНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

24 - 25 апреля 2014, Баку, Азербайджан

В ЦЕНТРЕ ОБСУЖДЕНИЯ КОНФЕРЕНЦИИ:

- Экспортные маршруты и рынки для каспийской нефти, нефтепродуктов и газа
- Рынки нефти и нефтепродуктов Центрально-Азиатского региона
- Перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности
- Развитие газовых проектов в Каспийско-Черноморском бассейне
- Практические аспекты торговли энергоносителями
- Расширенный географический охват - Каспий, Причерноморье, Средиземноморские и Азиатские рынки
- Расширенная программа бизнес-встреч

+ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ СЕМИНАР
«Морская логистика.
Обзор портовых
мощностей Каспийского
и Черноморского регионов»



info@ccapital.co.uk +44 (0) 20 8349 1999 www.ccapital.co.uk

Confidence Capital



Ufi
Approved
Event



15-я международная выставка

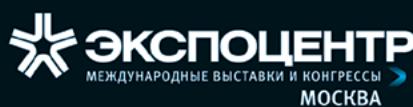
НЕФТЕГАЗ

26—29 мая 2014

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ»
в номинациях: «Выставочная площадка», «Международное признание»,
«Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники
рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей
в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru

ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ
В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-й международный форум



ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru





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

XIII международная специализированная выставка
Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология.
Промышленная безопасность.

8-10 октября 2014

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРЕЗИДЕНТ
Республики Татарстан



Правительство
Республики Татарстан



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ЭКСПОЗИШН
НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru
отраслевой портал

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков
в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



18 марта 2014

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



22 мая 2014

НЕФТЕГАЗСТРОЙ Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инженерных организаций, создание СП с иностранными фирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



11 сентября 2014

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 инженерными компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



9 октября 2014

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



4 декабря 2014

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

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Новые встречи – новые возможности!

n-g-k.ru

Календарь мероприятий Экспозиция Нефть Газ на 2014 год

Нефтегазснаб	Москва	18.мар
Энергетика. Ресурсосбережение	Казань	18 - 20 мар
Пром. и экол. безопасность нефтегазовых проектов РФ и СНГ	Москва	18 - 20 мар
Омскгазнефтехим Сибмаштэк Энергосиб Сибзавод	Омск	19 - 21 мар
CIPPE – КИТАЙ	ПЕКИН	19 - 21 мар
Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов	Сочи	24 - 29 мар
Попутный нефтяной газ	Москва	26.мар
Технологии GTL	Москва	27.мар
Трубопроводные системы	Москва	01 - 03 апр
Недра	Москва	01 - 03 апр
OIL & GAS – КАЗАХСТАН	АТЫРАУ	01 - 03 апр
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ – БЕЛАРУСЬ	МИНСК	07 - 08 апр
Газ Нефть Новые Технологии	Новый Уренгой	09 - 10 апр
Pipeline TECH	Санкт Петербург	09 - 11 апр
Нефть и газ Российской арктики	Москва	14 - 16 апр
Нефть и Газ Энерго	Когалым	16.апр
Разведка и добыча нефти: факторы устойчивого развития	Москва	16.апр
ТЭК Нефть Газ Энерго	Иркутск	23 - 24 апр
ГАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ	УФА	22 - 25 апр
Нефтегазовый супервайзинг: проблемы и решения	Москва	24 - 25 апр
Переработка, транспортировка, хранение	Москва	24 - 25 апр
Трубопроводный транспорт	Москва	25.апр
Современные технологии капитального ремонта скважин	Геленджик	12 - 17 май
Интеллектуальные месторождения	Москва	13 - 14 май
OGU – УЗБЕКИСТАН	ТАШКЕНТ	13 - 15 май
Тех. разраб. в обл. подготовки, транспорта газа и утил. ПНГ	Анапа	19 - 23 май
Промышленная химия в России	Казань	20.май
XXXVII конференция Ассоциации Буровых Подрядчиков	Москва	20 - 23 май
SIGOLD	Южно-Сахалинск	21 - 22 май
Нефтегазстрой	Москва	22.май
Освоение шельфа России и СНГ	Москва	23.май
ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ	ВЛАДИВОСТОК	26 - 27 май
Российско-китайско-казахстанский нефтегазовый форум	Владивосток	26 - 27 май
НЕФТЕГАЗ	МОСКВА	26 - 29 май
Электро ЭлектроТехноЭкспо	Москва	26 - 29 май
Буровая и промысловая химия	Москва	26.май
Конференция главных метрологов	Воскресенск	02 - 06 июн
CASPION OIL&GAS – АЗЕРБАЙДЖАН	БАКУ	03 - 06 июн
ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ	САЛЕХАРД	05 - 06 июн
Управление рисками на предприят. нефтегазовой отрасли	Москва	12 - 13 июн
Энергетика и Электротехника	Санкт Петербург	17 - 20 июн
21-Й МИРОВОЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС	МОСКВА	15 - 19 июн
Нефть Газ Геология	Томск	20 - 22 авг
Gas Russia – IDES South of Russia	Краснодар	02 - 04 сен
НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ	КАЗАНЬ	03 - 05 сен

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, о головки);
- 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-сушики, 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





ОКТЯБРЬСКИЙ ПАКЕР

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА



УВАЖАЕМЫЕ ПАРТНЕРЫ!

НПФ «Пакер» приглашает посетить наше предприятие. Мы не только перенимаем опыт различных российских и зарубежных предприятий, но и передаем его всем желающим развивать свои компании.

Мы позиционируем себя как открытую площадку по обмену опытом в части формирования корпоративной культуры компаний в России. Мы стремимся, чтобы предприятия России развивались и чтобы каждый из нас делал мир добре и теплее.

С уважением,
директор ООО НПФ «Пакер»
М.М. Нагуманов

ПРИГЛАШАЕМ
ПОСЕТИТЬ
НАШЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ



Столовая предприятия



Ежемесячная выдача фруктов
некурящим сотрудникам



Станки с ЧПУ «Sigma» (Италия)



Ежегодное обучение сотрудников
по оказанию первой помощи



Автомат по изготовлению фреша



Лаборатория по ремонту средств измерений



Станки с ЧПУ «Mori Seiki» (Япония)



Стенд рабочей группы



Зона отдыха



Стенд рабочей группы

По вопросам посещения предприятия обращайтесь на электронную почту директора: NagumanovM@npf-paker.ru,

а также к заместителю директора
по внедрению процессного управления
и оптимизации узких мест:



Чинчик Юрий Алексеевич

Зам. директора по ВПУОУМ
Тел./факс: (34767) 5-46-58, 6-74-24
Сот.: +7-937-311-58-92
e-mail: Chinchik@npf-paker.ru