№3 (70) МАЙ 2019

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

ЛУКОЙЛ

Оценка пластового давления методом аппроксимации

ГАЗПРОМ

Моделирование жизненного цикла пластовой углеводородной системы

Запас прочности участков магистрального газопровода

ТАТНЕФТЬ

Выявление зон недокомпенсации на многопластовых объектах

АКСИОС

Инновационное производство уплотнений для всех отраслей промышленности

aksios.com

Мы с теми, кто бережёт ресурсы и окружающую среду

Available on the App Store

БАШКОРТОСТАН 100 1919–2019

Жителям Республики Башкортостан

Дорогие друзья!

Поздравляю вас со знаменательным юбилеем – 100-летием образования Республики Башкортостан.

Это событие стало важным этапом в истории национально-государственного строительства в нашей стране, сыграло значимую роль в судьбе Башкортостана: способствовало его экономическому развитию, сохранению самобытных традиций, богатого культурного, духовного наследия проживающих в республике народов.

Сегодня Башкортостан по праву считается одним из регионов-лидеров. Во многом благодаря созидательному труду жителей, продуманным управленческим решениям республика уверенно наращивает свой инновационный потенциал.

Здесь создаются условия для привлечения серьёзных инвестиций, успешно реализуются востребованные проекты в сфере промышленности и сельского хозяйства, энергетики, социальной и транспортной инфраструктуры. И все эти масштабные инициативы служат благополучию людей, повышению качества их жизни.

Убеждён, что любовь к родному краю, искреннее стремление внести свой вклад в его процветание, взаимное уважение и согласие и впредь будут помогать вам в осуществлении намеченных планов в интересах Республики Башкортостан и всей России.

Желаю вам счастья, здоровья, новых достижений.

Президент России
Владимир Путин

Свыше **300** предприятий нефтегазовой отрасли

Более **180** месторождений в промышленной эксплуатации

Более **21** млн тонн добычи нефти в год

БАШКОРТОСТАН ГЛАВНЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ светлых нефтепродуктов в стране и занимает:

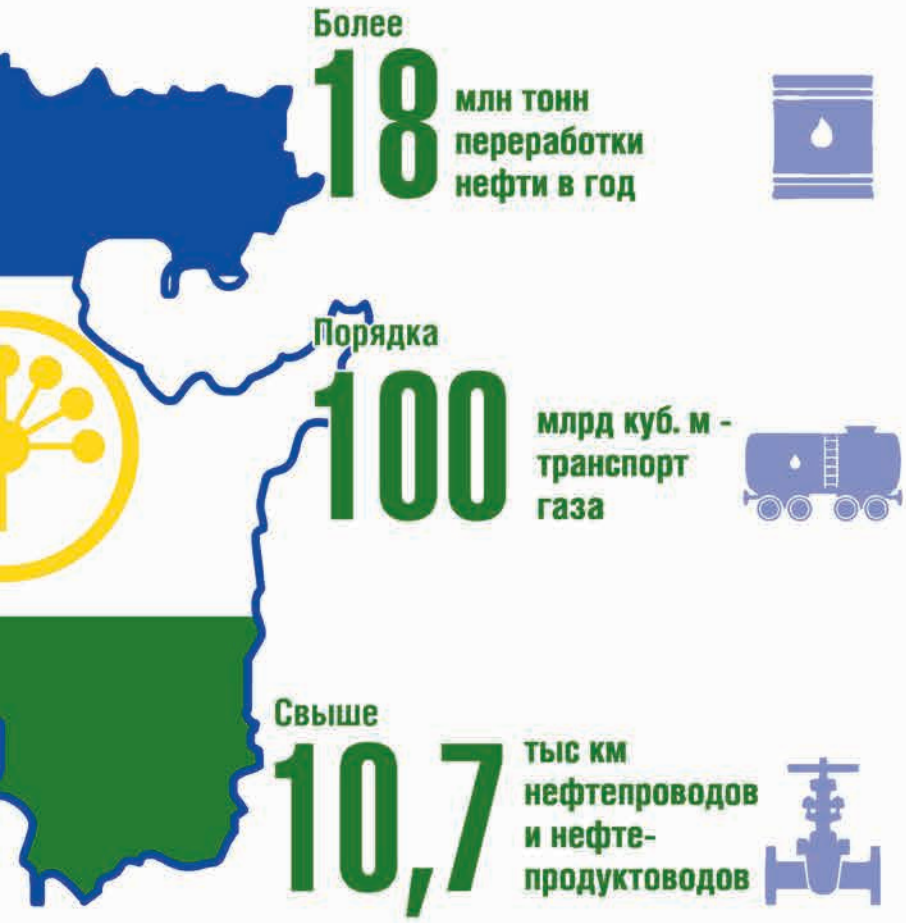
1 место по выпуску дизельного топлива

2 место по выпуску автомобильного бензина

3 место по производству каустической соды

КРУПНЕЙШИЙ В РОССИИ

территориальный производственный комплекс, специализирующийся на выпуске продуктов органической и неорганической химии



По производству химической продукции РЕГИОН ЗАНИМАЕТ ВЕДУЩИЕ ПОЗИЦИИ среди субъектов Российской Федерации:

1 место по выпуску кальцинированной соды и бензола

2 место по объемам первичной переработки нефти

3 место по выпуску серы

Жителям Республики Башкортостан

Уважаемые друзья!

Примите мои сердечные поздравления с 100-летием со дня образования Республики Башкортостан.

Ваш древний край имеет богатую историю. Более четырёх с половиной веков назад Башкирия связала свою судьбу с Россией. Это добровольное вхождение имело огромное значение для нашей страны, способствовало укреплению ее государственности. А в 1919 году республика стала первой национальной автономией, сыграла большую роль в формировании федеративных отношений.

Башкортостан – уникальная, одна из самых многонациональных республик, где в единстве и согласии живут люди разных народностей и вероисповеданий, где бережно сохраняются вековые культурные и исторические традиции. Сегодня это динамично развивающийся промышленный и аграрный регион, занимающий важное место в экономике нашей страны. Здесь реализуются масштабные инновационные проекты, образованы территории опережающего социально-экономического развития, созданы кластеры, индустриальные и технопарки. Важно, что в республике ведётся активная работа по строительству современной инфраструктуры, открываются новые детские сады, школы и больницы. Многое делается для развития культуры и туризма.

К своему юбилею Башкортостан подошёл с впечатляющими достижениями. И за каждым из них – талант, энергия и целеустремлённость миллионов людей. Всех, кто любит родной край, трудится на благо республики, делает всё, чтобы она процветала.

Желаю вам здоровья, новых успехов, благополучия и всего наилучшего.

Премьер-министр РФ
Дмитрий Медведев

Источники: gntexpo.ru, kremlin.ru, government.ru

ЗНАКОМЬТЕСЬ - АВТОГИДРОПОДЪЕМНИКИ

КЛИНЦЫ

Краны "КЛИНЦЫ" хорошо известны российским строителям. Расширяя производственную программу Клинцовский автокрановый завод в последние годы освоил и другие виды грузоподъемной техники, в числе которых автогидро-подъемники. Каждая из моделей АГП ориентирована на определенную сферу применения и имеет свои конкурентные преимущества.

Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

Т. (48336) 4-55-33

e-mail:om@oaokaz.ru, www.oaokaz.ru

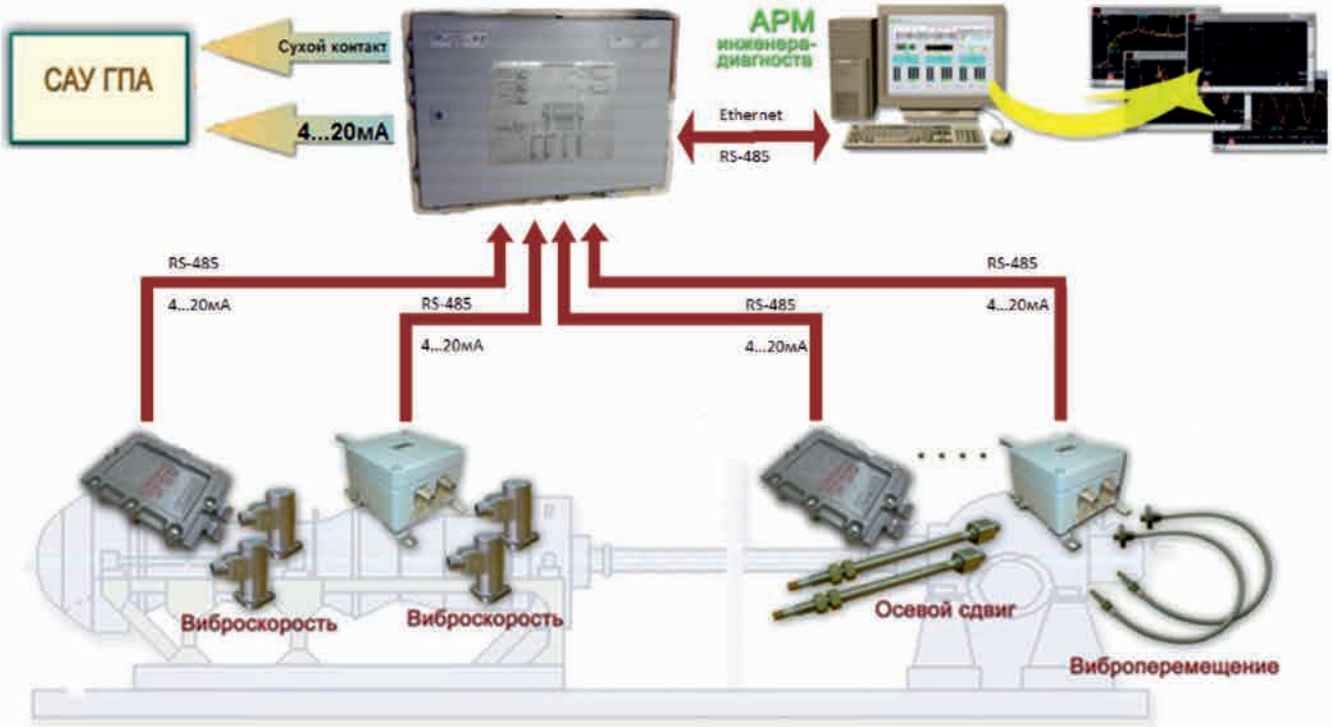
УСТАНОВКА ДЛЯ ЗАВИНЧИВАНИЯ СВАЙ УЗС-85

КЛИНЦЫ

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

КАЗ

Комплексы виброконтрольные КВ-А



Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчики перемещения ДП-И

Датчики виброскорости ДВС-И

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

Аппаратура измерения вибрации ИВА-И, ИВА-М

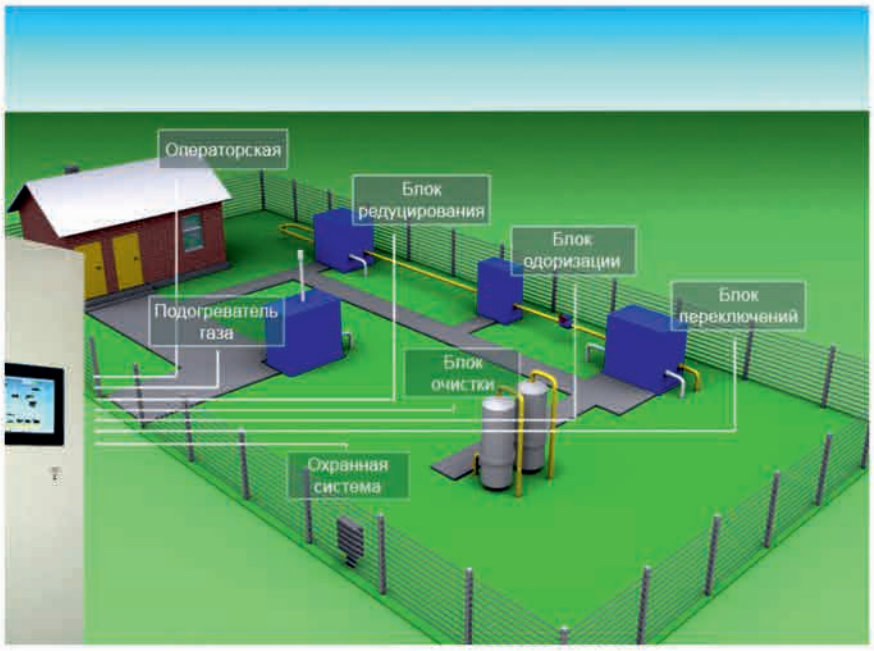
Датчики вибрации трёхкоординатные ДВА-И3

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

ООО "ЭНЕРГОГАЗПРИБОР"
Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14
Тел./факс (831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

САРОВ - ВОЛГОГАЗ

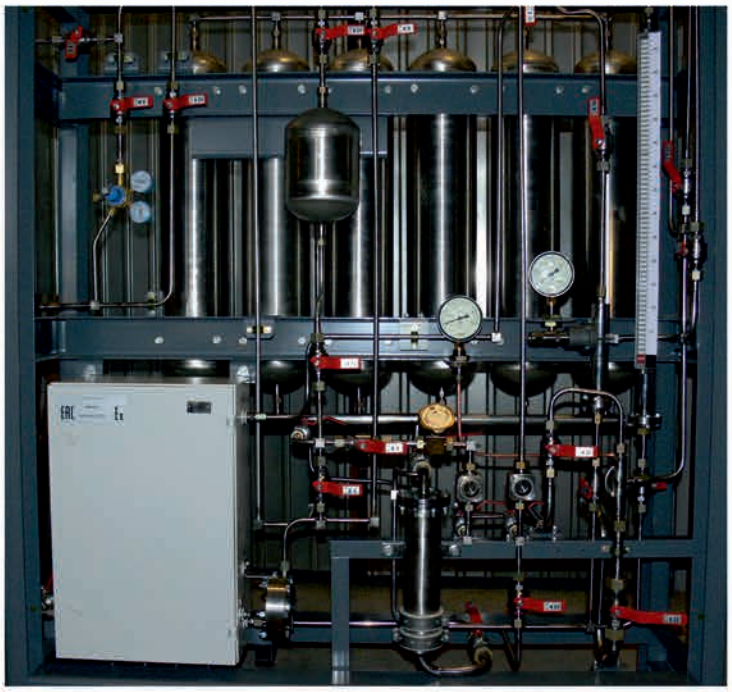
Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ



Указатель уровня магнитный визуальный РУУМ

Автоматизированные системы одоризации газа АСОГ

АСОГ ИЦФР.423314.001-13...15
(блочное исполнение для любых типов ГРС)



АСОГ ИЦФР.423314.001...-06
(на замену капельницы для любых типов ГРС)

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

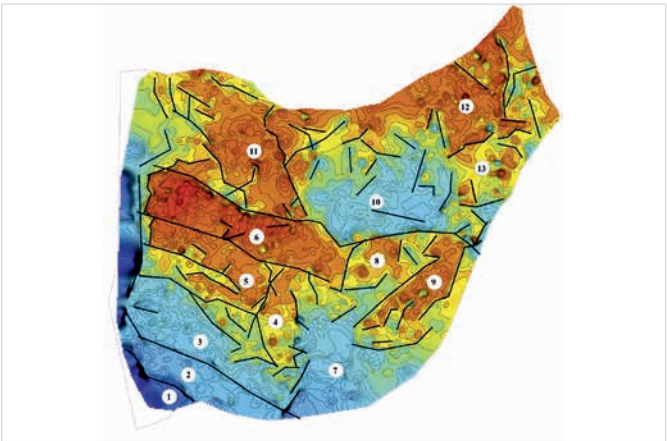
ООО "НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ"
Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15
Тел.(83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45
E-mail: director@volgogaz.com

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

14 А.С. Борисов, Е.Е. Андреева, Л.З. Анисимова, Е.М. Нуриева, А.А. Титов. Геологические фонды как источник новых знаний о старых нефтегазовых месторождениях



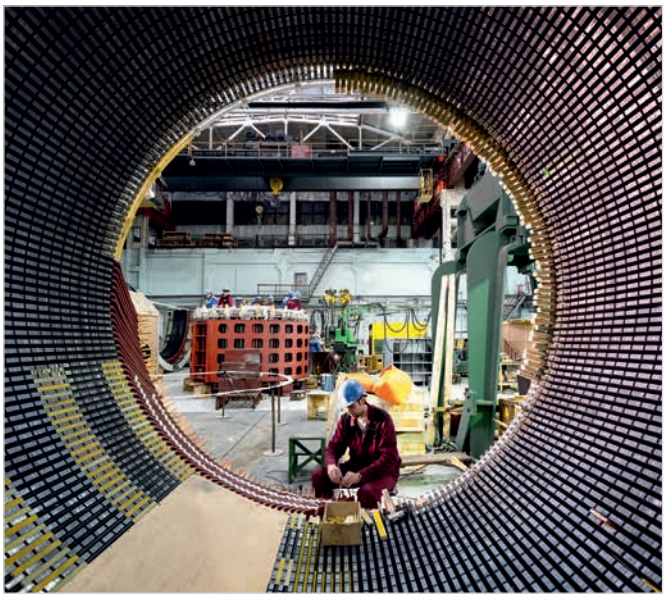
18 М.В. Родкин. О статистических закономерностях концентрации металлов в УВ и рудных месторождениях

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

23 Н.А. Скибицкая, А.Н. Волков, А.А. Латышев, И.М. Индрупский, А.А. Попов, В.А. Кузьмин, М.Н. Большаков. Стендовое моделирование жизненного цикла пластовой углеводородной системы при истощении нефтегазоконденсатного месторождения (на примере Вуктыльского НГКМ)

30 РУСЭЛПРОМ:
Продолжая традиции ЛЭЗ



34 О.В. Денисов, Р.Г. Гирфанов. Выявление зон недокомпенсации на основе анализа объемов отборов и нагнетания по эксплуатационному фонду скважин

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (70) май 2019

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

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия, Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 350-13-85

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

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

САЙТ: www.runeft.ru
УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 05-19/09-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 21.05.2019
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

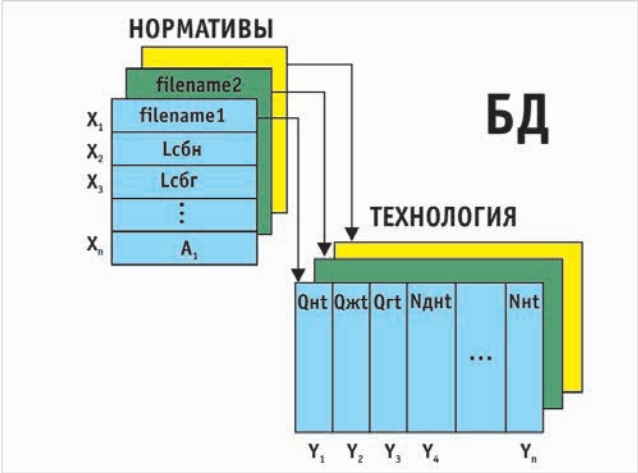
ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

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

info@energas.ru www.energas.ru

Добыча

40 Ю.Г. Богаткина, Н.А. Еремин. Механизмы экономико-рентабельного инжиниринга нефтегазовых ресурсов



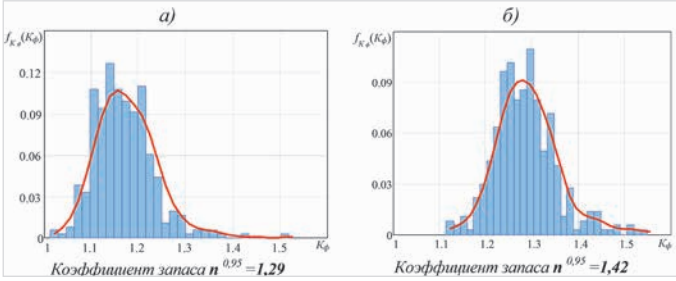
48 А.Г. Козубовский, М.В. Гурбо, Т.В. Кузьмина. Метод аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ с целью оценки пластового давления

54 С.Б. Колесова, М.Б. Полозов. Использование кислотного ГРП для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых неоднородных коллекторов каширо-подольских отложений

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

58 С.Л. Голофаст. Влияние фактических закономерностей распределения предела текучести стали 17Г1С на коэффициент запаса прочности участков магистрального газопровода



ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Переработка

66 А.А. Разбойников, Н.С. Барсуков. Метод определения способа утилизации попутного нефтяного газа

МЕРОПРИЯТИЯ

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

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

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

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

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

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

РУСЭЛПРОМ – это эффективные решения для вашей отрасли

Горная добыча и металлургия

Нефтехимия и газодобыча

Судостроение

ЖКХ и водное хозяйство

Атомная энергетика

Транспорт

Гидроэнергетика

РУСЭЛПРОМ производит более 3000 наименований продукции:

- синхронные и асинхронные электродвигатели от 4 кВт до 20 МВт,
- генераторы до 36 МВт, гидрогенераторы до 250 МВт,
- цифровые системы возбуждения, частотно-регулируемые привода (ЧРП), системы плавного пуска и другую электротехническую продукцию.

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

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

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

CONTENT

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

14 Anatoliy S. Borisov, Evgenia E. Andreeva, Liliya Z. Anisimova, Evgenia M. Nurieva, Arsen A. Titov. Geological archives as a source of new knowledge about old oil and gas fields

18 Mikhail V. Rodkin. Some statistical patterns in concentrations of metals in hydrocarbon and ore deposits

PRODUCTION

Oil production

23 Natalia A. Skibitskaya, Andrey N. Volkov, Aleksandr A. Latyshev, Ilya M. Indrupskiy, Andrey A. Popov, Vladimir A. Kuzmin, Mikhail N. Bolshakov. Experimental modelling of the life-cycle of reservoir hydrocarbon system during depletion of an oil-gas-condensate reservoir (on the example of Vuktyl OGCF)

34 Oleg V. Denisov, Ruslan G. Girfanov. Identification of the undercompensation zones based on analysis of production and injection volumes in the operating well stock

40 Yulia G. Bogatkina, Nikolai A. Eremin. Mechanisms of economic and profitable engineering of oil and gas resources

48 Aleksandr G. Kozubovsky, Mikhail V. Gurbo, Tat'yana V. Kuzmina. The method of approximation incomplete recovery of pressure at Build-Up, Pressure Falloff, level recovery to determine reservoir pressure

54 Svetlana B. Kolesova, Mikhail B. Polozov. Using acid fracturing for promotion oil recovery of low-permeable heterogeneous reservoirs of Kashiro-Podolsk sediments

TRANSPORT

Pipeline

58 Sergey L. Golofast. The effect of the actual patterns of distribution of the yield strength of steel 17G1S on the safety factorof main gas pipeline sections

REFINING AND DELIVERY

Oil refining

66 Aleksandr A. Razboynikov, Nikolai S. Barsukov. Method of selecting the method of utilization of associated oil gas

ACTIVITIES

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
3 (70) May 2019

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

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 350-13-85

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

PRINTED:
Logos typography Kazan
+7 (843) 231-05-46
ISSUE DATE: 21.05.2019

CIRCULATION: 10 000 copies

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

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ MASSCO

КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

- Энергетика
- Машиностроение
- Нефтегазовый комплекс
- Судостроение и судоремонт
- Гидротехнические сооружения
- Объекты транспортной инфраструктуры
- Промышленное и гражданское строительство

ООО «ТД «МАССКО»
входит в ГК TEKNOS
198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco

УДК: 551

Геологические фонды как источник новых знаний о старых нефтегазовых месторождениях

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10024

А.С. Борисов
д.г.-м.н., профессор[1],[2]
basgeo49@mail.ru

Е.Е. Андреева
старший научный сотрудник[1]

Л.З. Анисимова
научный сотрудник[1]

Е.М. Нуриева
к.г.-м.н., доцент[2]

А.А. Титов
аспирант[1]

[1]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
[2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Существующее в настоящее время количество эксплуатационных скважин на территории Ромашкинского нефтяного месторождения практически на два порядка превышает число скважин глубокого бурения на кристаллический фундамент. Предложено детализировать тектоническое строение кристаллического фундамента с использованием отбивок горизонтов по эксплуатационным скважинам, классического метода схождения и цифровых технологий.

Материалы и методы
Значения абсолютных отметок продуктивных горизонтов карбона и девона по данным эксплуатационных скважин. Данные опорных скважины на кристаллический фундамент. Метод схождения построения структурных поверхностей. Программный пакет Isoline.

Ключевые слова
метод схождений, структурная поверхность, эксплуатационные и разведочные скважины, цифровая модель

Цель представленной работы заключается в получении, на основе применения современных цифровых технологий, дополнительной геологической информации по территориям, разработка нефтегазовых месторождений на которых находится на поздней стадии. К таким регионам относятся и площади Ромашкинского месторождения, из недр которого с начала добычи получено более трех миллиардов тонн нефти.

Число эксплуатационных и разведочных скважин, вскрывающих различные этажи осадочного чехла Ромашкинского месторождения, превышает несколько тысяч, в то время как лишь десятки параметрических скважин проходят кристаллический фундамент на значительную глубину. Существование тесных пространственных взаимосвязей структурных форм чехла Русской платформы со строением фундамента в настоящее время большинством исследователей не отрицается [2, 4], так же, как и возможность глубинной миграции углеводородов [5]. Эти обстоятельства предопределяют геологическую значимость получения новой информации о строении кристаллического фундамента.

Значительные заслуги в области изучения кристаллического фундамента Русской платформы принадлежат известным ученым и специалистам: Р.Х. Муслимову, В.А. Лобову, Б.С. Ситдикову, В.Г. Изотову, И.Х. Кавееву, В.П. Степанову, Э.И. Сулейманову, С.Ю. Ненарокову, Р.С. Хисамову, Т.А. Лапинской, В.Б. Либерману, А.В. Постникову, Н.А. Плотникову, Е.Д. Войтовичу. В.А. Трофимову, Р.Ш. Хайретдинову, А.Г. Садчикову, И.А. Чиркину, И.А. Ларочкиной, А.П. Верхоланцеву и др. За годы, прошедшие с начала целенаправленного изучения кристаллического фундамента юго-востока Татарстана, было создано и опубликовано значительное количество структурных карт по кровле кристаллического фундамента. Наиболее часто геологи используют тектоническую карту (рис. 1), построенную в 1994 г. и скорректированную в 1998 г. В.П. Степановым [3], а также карту денудированной поверхности кристаллического фундамента, созданную под руководством И.А. Ларочкиной (1998, 2013 гг.). Исходными данными для построения этих структурных карт служили материалы глубокого бурения, вскрывавшего кристаллический фундамент, а также данные региональных геофизических исследований — магниторазведки, гравиразведки, электроразведки и сейсморазведки.

Для своих исследований мы использовали фондовые материалы по эксплуатационным и глубоким разведочным скважинам Альметьевской и Миннибаевской площадей, расположенных в западной части Ромашкинского месторождения (рис. 1). Территориально они занимают, соответственно, 188 км^2 и 276 км^2. На Альметьевской площади на кристаллический фундамент пробурено всего девять глубоких и четыре параметрические скважины: плотность бурения, таким образом, составляет 0,07 скв/км^2. Изученность глубоким и параметрическим бурением Миннибаевской площади несколько иная: здесь пробурены одиннадцать глубоких скважин и одна параметрическая, плотность составляет 0,04 скв/км^2. Региональной сейсморазведкой изучены две площади четырьмя сейсмическими профилями, что дает 0,21 пог. км/км^2. Приведенные цифры свидетельствуют о явной недостаточности исходных данных для детальных структурных построений по поверхности кристаллического фундамента. Одновременно, существующий в настоящее время фонд эксплуатационных скважин на территории Альметьевской и Миннибаевской площадей превышает цифру 2800 скважин на 464 км^2. Плотность разбуривания, таким образом, составляет 6 скв/км2, что практически на два порядка выше плотности глубокого бурения на кристаллический фундамент. Такая высокая плотность изученности реперных поверхностей нижних горизонтов осадочного чехла дает возможность построить более детальные и достоверные модели структурной поверхности кристаллического фундамента на основе построений классическим методом схождений. Допустимость использования данного метода для исследуемых территорий вполне геологически обоснована [2, 4, 5].

Для Татарстана практическая значимость детальной цифровой модели рельефа фундамента обусловлена, в первую очередь, важностью проблемы продления сроков активной и рациональной эксплуатации Ромашкинского месторождения.

Методы исследований

На первом этапе создания детальной цифровой модели рельефа кристаллического фундамента двух площадей Ромашкинского месторождения были оцифрованы представленные в геологическом отчете [1] и в других фондовых материалах изогипсы структурной поверхности реперной границы «верхний известняк» (подошва пашийского горизонта) в толще осадочного чехла (рис. 2).

Следующим важным этапом построения новой карты поверхности фундамента является построение карты изопахит (рис. 3) между репером «верхний известняк» и поверхностью фундамента по изогипсам существующих карт кристаллического фундамента, которые, в свое время, были созданы с использованием результатов относительно малого фонда пробуренных до кристаллического фундамента поисковых скважин и данных региональной геофизики [3, 4]. На полученной карте изопахит максимальные толщины (144 м) отмечаются в скважине №1, находящейся на юге рассматриваемого нами участка. Минимальная толщина (111 м) отмечается в скважине №655, поэтому при построении карты изопахит в качестве граничных условий взяты именно эти значения, а направление осадконакопления задано с юга на север при направлении анизотропии

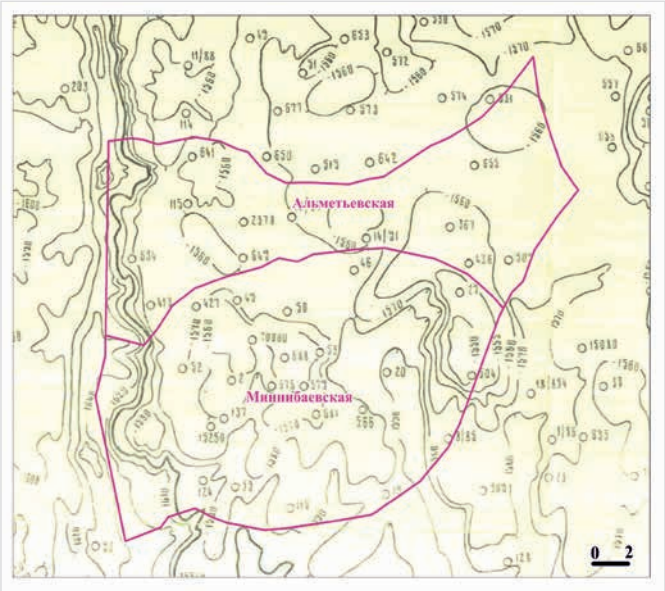


Рис. 1 — Фрагмент карты поверхности кристаллического фундамента территории Татарстана по геолого-геофизическим данным (В.П. Степанов, 1998 г.)
Fig. 1 — Fragment of the map of a surface of the crystal base of the territory of Tatarstan according to geologic-geophysical data (V.P. Stepanov, 1998)

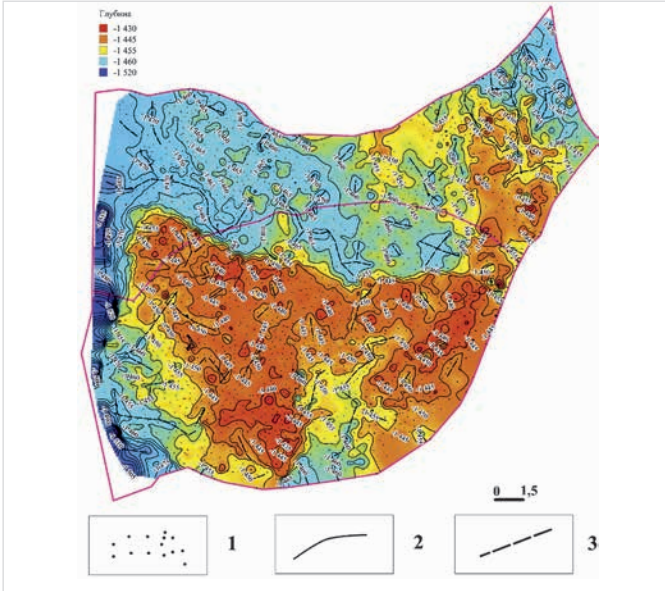


Рис. 2 — Структурная карта по подошве репера «верхний известняк»: 1 — оцифрованные скважины эксплуатационного бурения; 2 — восстановленные изогипсы подошвы репера «верхний известняк»; 3 — линии прогибов
Fig. 2 — Structural map of the reference surface "top limestone": 1 — the production wells; 2 — the isohypses "top limestone"; 3 — lines of deflections

в 80–85^0. Градиент увеличения толщины при этом составит 33 м при среднем расстоянии между опорными скважинами 25 км.

Для создания новой цифровой модели рельефа фундамента использовался классический метод схождения и функциональные возможностей цифровых программных пакетов, в частности, Isoline. На вновь полученных картах (рис. 4) рельеф поверхности кристаллического фундамента Ромашкинского месторождения на Миннибаевской и Альметьевской площадях характеризуется интенсивной расчлененностью, состоит из системы восьми выступов и двух отрицательных структур, интерпретируемых нами как области пониженного залегания поверхности кристаллического фундамента. В рельефе отображается также система структурных террас, отчетливо проявляющаяся на юго-западе данной территории в виде резкого изменения градиента рельефа. Увеличение абсолютных отметок с юго-запада на северо-восток и параллельность линий разломов юго-восточной ориентации показывает ступенчатый вид моноклинали кристаллического фундамента территории с рядом структурных террас, проявляющих себя в виде блоков 1, 2, 3, 5, 6 (рис. 4).

Итоги

Построена карта изопахит между репером «верхний известняк» и кристаллическим фундаментом. Методом схождений с

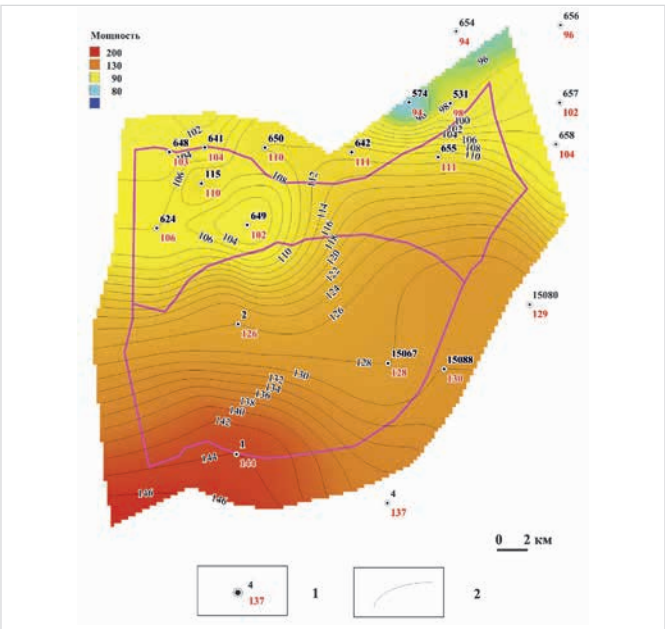


Рис. 3 — Карта изопахит между подошвой репера «верхний известняк» и схематической картой кристаллического фундамента: 1 — скважины поискового бурения; 2 — изопахиты
Fig. 3 — Map of isopachytes between a reference surface "top limestone" and the schematic map of the crystal base: 1 — deep wells; 2 — isopachytes

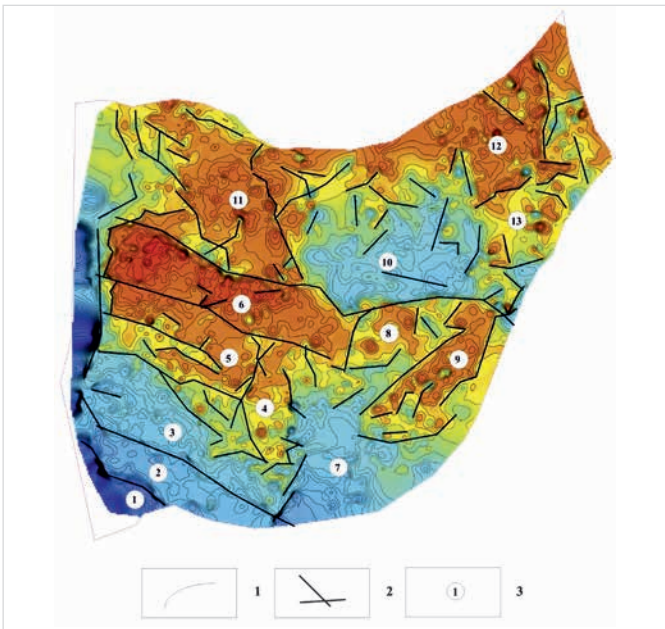


Рис. 4 — Новая модель блокового строения поверхности кристаллического фундамента на Альметьевской и Миннибаевской площадях Ромашкинского месторождения: 1 — изогипсы структурной поверхности; 2 — линии разломов; 3 — номера блоков фундамента
Fig. 4 — New model of the block structure of a surface of the crystal base on the Almetyevsk and Minnibayevsk areas of the Romashkino field: 1 — isohypses of a structural surface; 2 — lines of breaks; 3 — numbers of blocks of the base

использованием программы Isoline рассчитана и проинтерпретирована новая цифровая модель структурной поверхности кристаллического фундамента Ромашкинского месторождения на Миннибаевской и Альметьевской площадях.

Выводы

Новая цифровая модель структурной поверхности кристаллического фундамента позволяет существенно уточнить элементы блоковой тектоники и зоны тектонических нарушений. Намеченные линии разломов меняют варианты интерпретации данных региональной сейсморазведки. Предлагаемая модель блокового строения кристаллического фундамента косвенно согласовывается с данными мониторинга геодинамической активности Ромашкинского месторождения.

Литература

1. Ларочкина И.А. и др. Перспективы нефтеносности эйфельско-живетских отложений девона на территории Ромашкинского месторождения. Отчет. Геолфонды РТ, 1994. 104 с.
2. Р.Х. Муслимов и др. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Т.1. Казань: «Фэн» АН РТ, 2007. 316 с.
3. Степанов В.П., Тарасов Е.А. и др. Составление тектонической карты территории Татарстана масштаба 1:200 000. Казань: ТГРУ, 1998. 113 с.
4. Р.С. Хисамов и др. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань: «Фэн» АН РТ, 2006. 328 с.
5. Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Перспективы нефтеносности фундамента и оценка его роли в формировании и переформировании нефтяных и газовых месторождений. Международная научная конференция, материалы. Казань, 2006.
6. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Кузьмин Ю.О. и др. Современная геодинамика и сейсмичность юго-востока Татарстана. Казань: «Фэн» АН РТ, 2012. 240 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 551

Geological archives as a source of new knowledge about old oil and gas fields

Authors

Anatoliy S. Borisov — Sc.D, professor[1,2]; basgeo49@mail.ru
Evgenia E. Andreeva — senior researcher[1]
Liliya Z. Anisimova — researcher[1]
Evgenia M. Nurieva — Ph.D., associate professor[2]
Arsen A. Titov — Ph.D. student[2]

[1]IPEN AN RT, Kazan, Russian Federation
[2]Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract

The current number of production wells in the territory of the Romashkinskoye oil field is almost two orders of magnitude higher than the number of deep wells drilled to the crystalline basement. It has been proposed to detail the tectonic structure of the crystalline basement using skimming horizons for production wells, the classical method of convergence and digital technologies.

Materials and methods

The values of the absolute elevations of the productive horizons of the Carboniferous and the Devonian according to the data of production wells. Data reference wells on the crystalline basement. The method of convergence of the construction of structural surfaces. Software package Isoline.

Keywords

method of convergence, structural surface, production and exploration wells, digital model

Results

An isopach map was constructed between the “upper limestone” reper and the crystalline basement. The new digital model of the structural surface of the crystalline basement of the Romashkinskoye field in Minnibayevskaya and Almetyevskaya areas was calculated and interpreted using the convergence method.

Conclusions

A new digital model of the structural surface of the crystalline basement allows us to significantly refine the elements of block tectonics and the zone of tectonic disturbances. The intended fault lines change the interpretation of regional seismic data. The proposed model of the block structure of the crystalline basement is indirectly coordinated with the monitoring data of the geodynamic activity of the Romashkinskoye field.

References

1. Larochkina I.A. and others. *Perspektivy neftenosnosti eyfel'sko-zhivetskikh otlozheniy devona na territorii Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Prospects of oil-bearing Eifel-Zhitian Devonian deposits in the territory of the Romashkinskoye field]. Report. Geological archive of the Republic of Tatarstan, 1994. 104 p.
2. R.Kh. Muslimov and others. *Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Oil and gas content of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. V.1. Kazan: "Fen", Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2007, 316 p.
3. Stepanov V.P., Tarasov E.A. and oth. *Sostavlenie tektonicheskoy karty territorii Tatarstana masshtaba 1:200 000* [Preparing of the tectonic map of the territory of Tatarstan, scale 1: 200 000]. Kazan: Tatar Geology and Prospecting Administration, 1998, 113 p.
4. R.S. Khisamov and others. *Tektonicheskoe i neftegeologicheskoe rayonirovanie territorii Tatarstana* [Tectonic and petrogeological zoning of the territory of Tatarstan]. Kazan: "Fen" AN RT, 2006, 328 p.
5. *Uglevodorodnyy potentsial fundamenta molodykh i drevnikh platform: Perspektivy neftenosnosti fundamenta i otsenka ego roli v formirovanii i pereformirovanii neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrocarbon potential of the foundation of young and ancient platforms: Prospects for oil-bearing foundations and assessment of its role in the formation and re-formation of oil and gas fields]: International scientific conference, proceedings. Kazan, 2006.
6. Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., *Kuz'min Yu.O. and others. Sovremennaya geodinamika i seysmichnost' yugo-vostoka Tatarstana* [Modern geodynamics and seismicity of the south-east of Tatarstan.] Kazan: "Fen" AN RT, 2012, 240 p.

НАДЁЖНЫЙ ПАРТНЁР ДЛЯ ВАШЕГО БИЗНЕСА

Буровой сервис

Изготовление и ремонт нефтепромыслового оборудования

Нефте-промысловый сервис

Производство кабельно-проводниковой продукции

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ГРУППА КОМПАНИЙ СИСТЕМА•СЕРВИС

423450 Россия, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул.Базовая, д.2
Телефон: (8553) 389-400, +7(8553) 31-84-94
info@sistemaservis.ru, www.sistemaservis.ru

УДК 553.98

О статистических закономерностях концентрации металлов в УВ и рудных месторождениях

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10028

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

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

Рассматривается статистика обогащения МЭ состава нефтей относительно соседствующих георезервуаров. Показано, что наибольшее обогащение приходится на элементы, наиболее подвижные в условиях земной коры. Вторую группу обогащенных элементов формируют так называемые биогенные элементы, что отвечает тесной связи нефтей и органического вещества. Статистика МЭ состава и запасов УВ месторождений сравниваются со статистическими закономерностями, справедливыми для рудных месторождений и базирующимися на более богатом и доступном статистическом материале. Для рудных месторождений приводятся две новые статистические закономерности, указывающие на динамический существенно неравновесный характер формирования этих месторождений. Значительное единообразие статистических закономерностей, справедливых для УВ и рудных месторождений подкрепляет концепцию трактовки процесса формирования УВ месторождений как неравновесной динамической системы.

Материалы и методы
С использованием данных разных авторов проводится сравнение МЭ состава нефтей и среднего химического состава основных георезервуаров земной коры в сравнении с результатами ранее проведенного автором статистического анализа мировой базы данных по крупным и суперкрупным рудным месторождениям. Выявляются общие черты накопления МЭ в нефтях и процессов формирования рудных месторождений. Используются классические статистические методы анализа данных.

Ключевые слова
МЭ состав нефтей, статистика УВ и рудных месторождений, единообразие закономерностей формирования УВ и рудных месторождений

Введение

Считается установленным, что процесс нафтидогенеза носит комплексный характер и связан с совокупным взаимодействием биогенных, эндогенных и экзогенных факторов. При исследовании процессов нефтегенерации традиционно широко используются данные по концентрациям в нефтях микроэлементов (далее — МЭ). Применение масс-спектрометрии с ионизацией пробы в индуктивно связанной плазме (метод JCP-MS) существенно расширило возможности таких исследований. В недавних публикациях по этому вопросу [1, 2] анализировались корреляции концентраций МЭ в нефтях со средним химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры, биоты и других каустобиолитов (углей, горючих и черных сланцев). При этом, учитывая, что диапазон изменения концентраций различных элементов составляет несколько порядков величины, использовалась логарифмическая, а не линейная шкала концентраций. Такой подход позволил учитывать информацию о большом числе МЭ, концентрации которых весьма малы и потому при использовании обычной линейной шкалы фактически не учитываются.

Было показано [1, 2], что в то время как для углей и горючих и черных сланцев наиболее тесная связь наблюдается с химическим составом верхней коры, для нефтей выше корреляция концентраций МЭ с нижней континентальной корой. Исключение составили нефти осадочных бассейнов Камчатки и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон. Для них сильнее оказалась связь с химическим составом верхней и средней, а не нижней коры. Полученный результат был интерпретирован в рамках модели массированного нефтегенеза по схеме неравновесного проточного реактора [3], согласно которой при нафтидогенезе чрезвычайно важно промывание нефтегенерирующих толщ восходящим потоком молодых мобилизованных слабоминерализованных вод. Такой поток образуется в результате массированной дегидратации погружающихся блоков земной коры, реализующейся в зонах надвигов и в областях активного рифтогенеза. В условиях аномально активного теплового режима Камчатки реакции дегидратации происходят на меньших глубинах, и восходящий поток флюида несет метку соответствующих менее глубоких горизонтов.

Важно также отметить, что корреляции, полученные для МЭ состава нефтей с составом биоты и различных горизонтов земной коры, существенно ниже аналогичных корреляций для глин, углей и сланцев, что указывает на большую сложность и полигенность процессов нефтегенеза.

Для понимания процессов нефтегенеза важны, однако, не только общие закономерности содержания в нефтях всей совокупности МЭ, но и соотношения вкладов разных групп МЭ, отражающие роль различных источников. В [2] отмечалось, что большую массовую долю в МЭ нефтей составляют так

Зола нефти относительно глины	Характерная величина обогащения для золы нефти	Средняя нефть относительно среднего состава земной коры, JCP-MS метод	Средняя нефть относительно среднего состава верхней коры, JCP-MS метод
Hg	$5 \cdot 10^4$	*Hg*	*Hg*
Mo	500	Au	Au
Se	400	*Sb*	Re
V	270	Re	*Sb*
Au	150	*Se*	*Se*
Ni	130	Pd	Pd
Ag	40	Cd	*Cd*
Cs	30	**Zn**	Pt
Zn	25	**Cu**	**Zn**
As	17	*As*	**Cu**
Co	15	**Ni**	**Ni**
Cu	5	Pt	**V**
U	5	*Pb*	*As*
Cr	5	**V**	*Bi*
		Bi	*Pb*

* Жирным шрифтом даны биогенные элементы, курсивом – высокоподвижные

*Таблица — Микроэлементы в порядке уменьшения степени обогащения**
Table — Trace elements in decreasing order of enrichment

называемые биогенные элементы (конкретно, имелась в виду сумма концентраций V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn), и что в различных пробах доля таких биогенных элементов и элементов, полагающихся глубинными, не коррелирует, что указывает на определенную независимость этих двух источников МЭ.

Вполне ожидаемо, что состав МЭ в нефтях отражает концентрацию соответствующих элементов в соседствующих георезервуарах. Но для понимания процессов нефтегенеза не менее важно определение степени обогащения различных групп МЭ относительно соседствующих георезервуаров и интерпретация такого обогащения. В [4] приводятся списки элементов, концентрации которых в нефтях и в предположительных нефтематеринских породах существенно превышают их среднее содержание в глинах. Отмечается, что концентрации некоторых МЭ в нефтях (в пересчете на золу или сухое вещество) сравнимы с концентрациями полезных компонент в рудных месторождениях. В данной работе рассматриваются обогащения МЭ состава нефтей относительно характерного состава земной коры. Получаемые статистические закономерности сравниваются с закономерностями, выявленными для рудных месторождений, дается интерпретация полученных результатов.

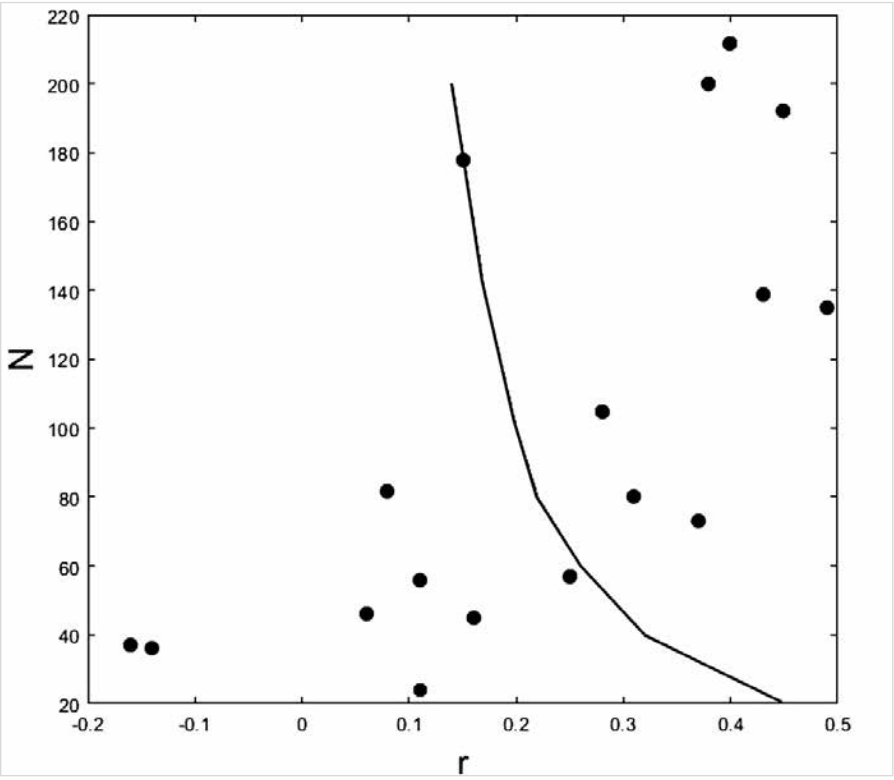


Рис. 1 — Связь между коэффициентом корреляции между величинами запасов и концентрациями рудного сырья в месторождениях (r) и числом месторождений данного типа (N), точки. Линией отделена область (справа) с вероятностью случайного возникновения корреляции менее 5%

Fig. 1 — The relationship between the correlation coefficient (r) between ore reserves and ore concentrations in deposits and the number (N) of ore deposits of a given type, black points. The line limits area (right) with probability of accidental correlation less than 5%

Методы и результаты

Характерные концентрации МЭ в нефтях по данным JCP-MS анализа и по составу золы нефти [1, 5] сравниваются со средними концентрациями элементов в верхней, средней и нижней континентальной коре и в глинах [6]. Данные, полученные методом JCP-MS, дают более полный список элементов, а данные анализа золы нефти удобнее для оценок величин обогащения в сравнении с химическим составом различных георезервуаров. В таблице приведен список элементов, для которых наблюдается значимая их концентрация в золе нефтей по отношению к кларковому содержанию в земной коре и в глинах. Отметим, что используются средние характерные данные; в пробах на разных месторождениях и в соседних скважинах различия концентраций могут достигать двух и одного порядка величины соответственно.

По значениям обогащения отчетливо выделяются две группы элементов. Максимальные обогащения характерны для так называемых высокоподвижных в условиях земной коры [7] элементов (Hg, Se, Mo, Sb, As, Cd, Pb, Bi и др.). Максимальные обогащения (для ртути) достигают $n \cdot 10^4$ раз, для других элементов достаточно часты обогащения в сотни раз. Меньшие величины обогащения (десятки-сотни раз) характерны для группы так называемых биогенных элементов (V, Ni, Cu, Zn, Cr, Co). Довольно часто фиксируются также значительные (иногда в сотню и более раз) обогащения для группы драгоценных металлов (Pt, Pd, Au, Ag). Список элементов со значимым обогащением довольно устойчив.

Приведенные результаты допускают ту естественную интерпретацию, что значительная часть МЭ наследуется нефтями от органического вещества. Высокий вклад подвижных элементов указывает на активность процессов миграции при формировании УВ месторождений. Отметим, что типичность высокой корреляции с химическим составом нижней коры [1] явно указывает на вовлеченность в процесс миграции также и нижнекоровых флюидов.

Результаты по содержанию и концентрированию МЭ в нефтях полезно сопоставить с аналогичными процессами концентрирования при формировании рудных месторождений. В пользу вероятной продуктивности такого сопоставления можно привести ряд аргументов. Во-первых, разные авторы неоднократно отмечали определенную общность в концентрировании металлов в УВ и в рудных месторождениях. Применительно к скоплениям высоковязких тяжелых нефтей и вероятным областям развития палеоместорождений нефти грань между УВ и рудными месторождениями иногда почти стирается [5]. Определенное единообразие формирования УВ и рудных месторождений подкрепляется и тем, что величины концентрации рудных компонент в месторождениях часто сравнимы с концентрациями МЭ в нефтях (при пересчете на золу нефтей или на минеральное вещество). При этом статистика рудных месторождений часто разнообразнее и доступнее статистики УВ месторождений. Отсюда можно ожидать, что совместное исследование рудных и УВ месторождений и их сравнение окажется полезным для понимания не только процессов формирования МЭ облика УВ месторождений, но и для понимания процессов формирования собственно УВ месторождений.

Реализуя такое сравнение, прежде всего, рассмотрим основные характеристики рудных месторождений: объемы запасов и концентрации рудного вещества. Напомним, что распределения величин запасов различных рудных месторождений описываются степенным законом распределения, а величины концентраций описываются логнормальным законом распределения [8, 9]. Такая совокупность законов распределения может сформироваться, например, если рудные месторождения формируются на основе объемов земной коры, распределенных по степенному закону, а сами месторождения формируются в ходе ряда последующих этапов обогащения исходного вещества земной коры. Такая интерпретация подкрепляется тем, что размеры (соответственно и объемы) блоков земной коры распределены также по степенному закону [10], отсюда можно предположить, что рудные месторождения формируются при переработке различных блоков земной коры, причем процесс обогащения не одноактный, а реализуется серией последовательных этапов обогащения. Модель такого процесса описана в [8, 9]. Для УВ месторождений также надежно установлена степенная зависимость числа месторождений от объема запасов [8, 11]. Единообразие законов распределения также указывает на определенную общность в характере механизмов формирования УВ и рудных месторождений.

Обоснуем динамический характер рудных месторождений более полно. В [8, 9] отмечалось, что между величинами запасов и значениями концентраций руд наблюдается положительная обратная связь. Но статистическая значимость этой связи не рассматривалась. На рис. 1, на основе данных ГИС «Крупные и суперкрупные месторождения» [12], сопоставлены данные по числу месторождений для разных типов месторождений (Ag, Fe, Cu, иных) и значения коэффициента

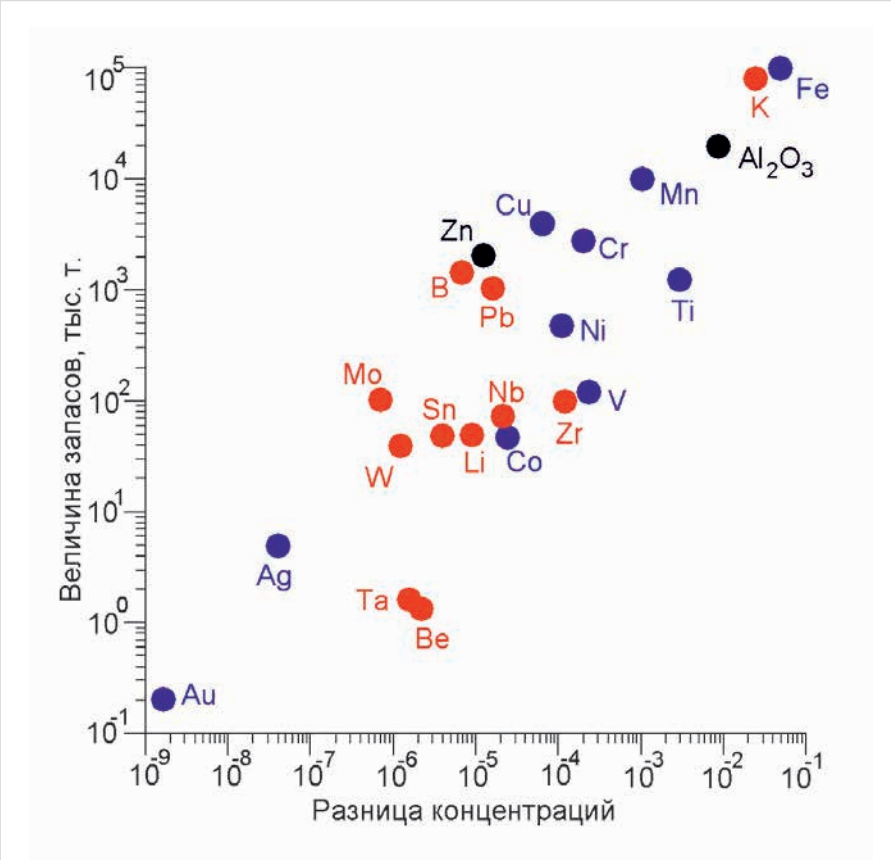


Рис. 2 — Соотношение между типичным объемом запасов месторождений и различием концентраций соответствующего элемента в верхней и нижней коре. Красными точками даны случаи большей концентрации (более двукратной) в верхней коре, синие точки отвечают большему содержанию в нижней коре, черные точки — без существенного изменения концентрации

Fig. 2 — The ratio between the typical reserves of ore deposits of a given type and the difference of concentrations of the corresponding element in the upper and the lower crust. Red dots show cases of greater concentration (more than double) in the upper crust, the blue dots correspond to a higher concentration in the lower crust, black dots — without significant changes in concentration

корреляции для них между указанными в базе данных значениями объемов запасов и характерными концентрациями рудной компоненты. Там же проведена линия, отделяющая справа область надежных корреляций (с вероятностью случайного возникновения менее 5%). Видно, что для значительной части типов месторождений наличие положительной корреляции между величинами запасов и концентрациями полезной компоненты статистически высокозначимо. Такая тенденция определенно указывает на формирование рудных месторождений как неравновесной динамической системы; при равновесном режиме формирования месторождений следовало бы ожидать слабой (возможно, незначимой) отрицательной корреляции.

На рис. 2 представлены значения разности средней концентрации различных химических элементов в резервуарах верхней и нижней коры (по данным [6]) в сопоставлении с характерными значениями величин запасов крупных месторождений разных видов минерального сырья ([13], таб. 1.2). Видно, что между этими характеристиками наблюдается тесная положительная корреляция (причем, даже несколько более тесная, чем в рамках вполне ожидаемой корреляции между объемами запасов и кларковыми содержаниями данного элемента в земной коре). Отсюда можно предположить, что процесс формирования крупных рудных месторождений является продуктом преобразования больших объемов земной коры из одного корового резервуара (верхняя кора, нижняя кора) в другой. Физическим механизмом отделения рудных компонент может быть процесс отделения относительно менее совместимых компонент в процессах метаморфических превращений и подплавления горных пород [14]. Некий подобный механизм можно предположить и для УВ месторождений.

Итоги

Показано, что наибольшее обогащение МЭ состава нефтей относительно вмещающих и прилегающих георезервуаров приходится на элементы, полагаемые высокомобильными в условиях земной коры. Этот вывод подкрепляет ранее сделанное заключение о важности активного, в том числе глубинного корового, флюидного режима при формировании месторождений нефти. Вторую группу МЭ со значительным обогащением относительно вмещающих толщ земной коры формируют так называемые биогенные элементы, что отвечает определяющей роли органического вещества в формировании месторождений нефти.

Выводы

Данные по МЭ составу нефтей и статистике объемов запасов УВ месторождений сравниваются с более полными и более доступными статистическими данными по рудным месторождениям. Подобие величин концентрирования МЭ в золе нефтей и в рудных месторождениях и общность степенного характера распределения числа месторождений от объемов запасов для УВ и рудных месторождений указывают на единообразный динамический характер процессов их формирования. Существенно неравновесный характер формирования рудных месторождений весомо подкрепляется представленными эмпирическими корреляциями между величинами запасов и концентрациями рудного вещества в месторождениях и корреляцией характерного объема запасов месторождений разного типа со значением разницы концентраций соответствующего элемента в верхней и нижней коре. Единообразие процессов формирования УВ и рудных месторождений подкрепляется также определяющей ролью активного флюидного режима в их формировании. Применительно к рудным месторождениям важность вклада флюидного режима была убедительно продемонстрирована недавно изотопными исследованиями горных пород и руд Норильского бассейна [15].

Учет определенного единообразия процессов формирования УВ и рудных месторождений представляется полезным методическим приемом, позволяющим продвинуться в понимании процессов формирования и рудных и УВ месторождений. Подчеркнем в заключении, что получающая на основании вышесказанного дополнительные подтверждения модель формирования УВ месторождений по схеме проточного неравновесного реактора [3] фактически является развитием и конкретизацией широко известной флюидодинамической модели нефтегазообразования Б.А. Соколова [16].

Работа выполнена в рамках выполнения государственного задания по теме "Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)". Рег. номер: АА-АА-А19-119013190038-2. Раздел IX: «Науки о Земле». ПФНИ № 132.

Литература

1. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пунанова С.А. Об относительной роли нижнекоровых верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. 1025–1031.
2. Пунанова С.А., Родкин М.В. Соотношение биогенных и глубинных процессов по данным анализа микроэлементного состава нефтей // Экспозиция Нефть газ. 2018. №6. С. 38–42.
3. Родкин М.В., Рукавишникова Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система — модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. №3. С. 63–68.
4. Пунанова С.А. Сопоставительная оценка рудных элементов сланцевых формаций. Международная конференция «Проблемы региональной геологии запада Восточно-Европейской платформы и смежных территорий». Минск, 2019.
5. Шпирт М.Я., Пунанова С.А. Микроэлементы каустобиолитов. Проблемы генезиса и промышленного

использования. Саарбрюккен: Lambert Academic Publishing, 2012. 367 с.
6. Тейлор С.Р., Мак-Леннан С.М. Континентальная кора, ее состав и эволюция. М.: Мир, 1988. 383 с.
7. Маракушев А.А. Миграционная способность и геохимическая систематика металлов // Вестник Академии наук СССР. 1972. №6. С. 46–51.
8. Родкин М.В., Зотов И.А., Граева Е.М., Лабунцова Л.М., Шатахцян А.Р. Степенные распределения в рудо- и нефтегенезе — интерпретация и порождающие механизмы // Российский журнал наук о Земле. 2010. Т.11. №3. doi:10.2205/2009ES000408.
9. Родкин М.В. Шатахцян А.Р. Исследование рудных месторождений методами анализа динамических систем. II. Кластеризация рудных месторождений и ее интерпретация // Физика Земли. 2015. №3. С. 112–121.
10. Захаров В.С., Вадковский В.Н. Аккреционная тектоника и фрактальные характеристики террейнов // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2013. №1. Вып. 21. С. 122–131.
11. Конторович А.Э., Демин В.И. Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. 1979. № 3. С. 37–46.
12. Rundqvist D., Cassard D., Cherkasov S., Tkachev A., Gatinsky, Yu. and others. Largest mineral deposits of the world, CD-ROM. NavigaSIG Large and Superlarge Deposits v.1.0, Russian French Metallogenic Laboratory, Moscow, 2006.
13. Рундквист Д.В. и др. Крупные и суперкрупные месторождения рудных полезных ископаемых. Т.1: Глобальные закономерности размещения. М: ИГЕМ РАН, 2006. 390 с.
14. Frank S., Stiller H., Seifert W. Effects of high temperature phase transitions on chemical differentiation. High Pressure Investigations in Geosciences, 1989, pp. 195–203.
15. Прасолов Э.М., Сергеев С.А., Беляцкий Б.В., Богомолов Е.С., Груздов К.А. и др. Исследования изотопов He, Ar, S, Cu, Ni, Re, Os, Pb, U, Sm, Nd, Rb, Sr, Lu и Hf в породах и рудах норильских месторождений // Геохимия. 2018. №1. С. 50–69.
16. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // Вестник Московского университета, серия Геология. 1996. №4. 28–36.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 553.98

Some statistical patterns in concentrations of metals in hydrocarbon and ore deposits

Author
Mikhail V. Rodkin — Sc.D., chief researcher[1,2]; rodkin@mitp.ru

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

Abstract
The statistics of the enrichment of the trace elements (TE) composition of oil in relation to the neighboring georesevoirs is considered. It is shown that the greatest enrichment falls on the elements most mobile in the conditions of the Earth's crust. The second group of enriched elements is formed by the so-called biogenic elements, which indicates the close connection of oils with organic matter. The statistics of TE composition and reserves of hydrocarbon deposits is compared with statistical patterns for ore deposits, based on more available statistical data. A significant commonality of statistical patterns of characteristics of hydrocarbons and ore deposits is demonstrated.

Materials and methods
The statistical data from different authors are used for the comparison of the TE composition of oils and the average chemical content of the main georeservoirs of the Earth's crust, as well as the results of the statistical analysis of the world database of large and super-large ore deposits previously carried out by the author. Classical statistical methods are used in the examination.

Keywords
trace element composition of oils, statistics of hydrocarbons and ore deposits, similarity of the processes of formation of hydrocarbons and ore deposits

Results
The analysis of enrichments in TE elements' content of oils in relation to the main geo-reservoirs of the Earth's crust is performed. It is shown that the greatest enrichments are peculiar to the group of mobile and biogenic elements. The results of the analysis are compared with data for ore deposits. For both types of deposits, the substantially nonequilibrium nature of the formation of deposits, the power law of distribution of reserves, and the connection of the processes of formation of deposits with the deep processes in the Earth's crust are revealed.

Conclusions
The data on the TE composition of oils are compared with the more complete statistical data available for the ore deposits. First, there is a uniformity of the concentration values of TEs in the oil ash and in ore deposits, as well as the uniformity of the power law distribution valid both for hydrocarbon fields' reserves and for ore deposits' reserves. The non-equilibrium nature of the formation of hydrocarbon fields is assumed within the framework of the previously proposed model of oil formation according to the scheme of a non-equilibrium flow reactor. The particularly non-equilibrium nature of the formation of ore deposits is supported by the identification of a positive correlation between the volume of reserves of ore deposits and the concentrations of the useful ore substance in them.
The assumption of the formation of ore deposits as a side effect of the transformation of large masses of the Earth's crust from one geo reservoir to another (for example, from the upper crust to the lower crust) is supported by the revealed correlation of the characteristic reserves of different types of ores and the difference in the concentration of the given element in the average composition of the upper and the lower crust. In the case of hydrocarbon deposits, the role of the deep crust fluid flows in the formation of hydrocarbon deposits is supported by an enrichment of TEs of oils by more mobile and typically deep crust elements.
Taken together, the new data suggest a significant analogy in the formation of hydrocarbons and ore deposits.

References
1. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. O*b otnositel'noy roli nizhnekorovykh verkhnekorovykh protsessov v formirovanii mikroelementnogo sostava neftey.* [The Relative Role of Lower and Upper Crustal Processes in the Formation of Trace Element Compositions of Oils]. Geochemistry International, 2016, issue 11, pp. 989–995.
2. Punanova S.A., Rodkin M.V. S*ootnoshenie biogennykh i glubinnykh protsessov po dannym analiza mikroelementnogo sostava neftey* [The ratio of biogenic and deep-seated processes according to the analysis of the trace element composition of oils]. Exposition Oil Gas, 2018, issue 6, pp. 38–42.
3. Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A. O*chag nefteobrazovaniya kak neravnovesnaya dinamicheskaya sistema — model' i sopostavlenie s empiricheskimi dannymi* [The center of oil formation as

a nonequilibrium dynamic system is a model and comparison with empirical data]. Geology of oil and gas, 2015, issue 3, 63–68.
4. Punanova S.A. S*opostavitel'naya otsenka rudnykh elementov slantsevykh formatsiy. Mezhdunarodnaya konferentsiya «Problemy regional'noy geologii zapada Vostochno-Evropeyskoy platformy i smezhnykh territoriy»* [Comparative assessment of ore elements of shale formations. Report at the international conference "Problems of regional geology of the West of the East European Platform and adjacent territories"]. Minsk, 2019.
5. Shpirt M.Ya., Punanova S.A. M*ikroelementy kaustobiolitov. Problemy genezisa i promyshlennogo ispol'zovaniya* [Trace elements caustobioliths. Problems of genesis and industrial use]. Saarbruchen: Lambert Academic Publishing, 2012, 367 p.
6. Teylor S.R., Mak-Lennan S.M. K*ontinental'naya kora, ee sostav i evolyutsiya* [The Continental Crust: its Composition and Evolution, Blackwell], Moscow: Mir, 1988, 383 p.
7. Marakushev A.A. M*igratsionnaya sposobnost' i geokhimicheskaya sistematika metallov* [Migration ability and geochemical systematics of metals]. Herald of Academy of Sciences of USSR, 1972, issue 6, pp. 46–51.
8. Rodkin M.V., Zotov I.A., Graeva E.M., Labuntsova L.M., Shatakhtsyan A.R. S*tepennye raspredeleniya v rudo- i neftegeneze — interpretatsiya i porozhdayushchie mekhanizmy* [Power distribution in ore and oil and gas — interpretation and generating mechanisms]. Russian Journal of Earth Sciences, 2010, V.11, issue 3. doi:10.2205 / 2009ES000408.
9. Rodkin M.V. S*hatakhtsyan A.R. Issledovanie rudnykh mestorozhdeniy metodami analiza dinamicheskikh sistem. II. Klasterizatsiya rudnykh mestorozhdeniy i ee interpretatsiya* [The study of ore deposits by the analysis of dynamic systems. II. Clustering of ore deposits and its interpretation]. Earth Physics, 2015, issue 3, pp. 112–121.
10. Zakharov V.S., Vadkovskiy V.N. A*kkretsionnaya tektonika i fraktal'nye kharakteristiki terreynov* [Accretionary tectonics and fractal characteristics of terranes]. Herald KRAUNZ, Earth Sciences, 2013, issue 1, part 21, pp. 122–131.
11. Kontorovich A.E., Demin V.I. P*rognoz kolichestva i raspredeleniya po zapasam mestorozhdeniy nefti i gaza* [Prognosing the number and distribution of the reserves in oil and gas deposits]. Geologiya i Geofizika, 1979, issue 3, pp. 37–46.
12. Rundqvist D., Cassard D., Cherkasov S., Tkachev A., Gatinsky, Yu. and others. Largest mineral deposits of the world, CD-ROM. NavigaSIG Large and Superlarge Deposits v.1.0, Russian French Metallogenic Laboratory, Moscow, 2006.
13. Rundkvist D.V. and others. Krupnye i superkrupnye mestorozhdeniya rudnykh poleznykh iskopaemykh [Large and superlarge deposits of ore minerals]. T.1. Moscow: IGEM RAS, 2006, 390 p.
14. Frank S., Stiller H., Seifert W. Effects of high temperature phase transitions on chemical differentiation. High Pressure Investigations in Geosciences, 1989, pp. 195–203.
15. Prasolov E.M., Sergeev S.A., Belyatskiy B.V., Bogomolov E.S., Gruzdov K.A. and others. Issledovaniya izotopov He, Ar, S, Cu, Ni, Re, Os, Pb, U, Sm, Nd, Rb, Sr, Lu i Hf v porodakh i rudakh noril'skikh mestorozhdeniy [Isotopic Systematics of He, Ar, S, Cu, Ni, Re, Os, Pb, U, Sm, Nd, Rb, Sr, Lu, and Hf in the Rocks and Ores of the Norilsk Deposits]. Geochemistry International, 2018, issue 1, pp. 50–69.
16. Sokolov B.A. F*lyuidodinamicheskaya model' neftegazoobrazovaniya* [Fluid-dynamic model of the oi-and-gas formation]. Moscow State University Reporter, series Geology, 1996, issue 4, pp. 28–36.

surel.ru

КАЧЕСТВО. НАДЕЖНОСТЬ. ПРОФЕССИОНАЛИЗМ

Ведущее научно–производственное предприятие в области разработки и производства полиуретановых и силоксановых эластомеров

ПОЛИУРЕТАНЫ

- Преполимеры (форполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору А от 35 до 95, по Шору D – до 60
- Преполимеры (форполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердостью по Шору D: 70,75,80
- Преполимеры (форполимеры) на основе поликапролактона для производства эластомеров с твердостью по Шору А от 60 до 90
- Радиационно-термо-морозо-агрессивостойкие фторуретаны
- Полиуретановые композиции горячего и холодного отверждения
- Защитные полиуретановые покрытия (АИП)
- Универсальное связующее для резиновой крошки
- Литьевые изделия (листы, пластины, стержни и другие изделия нестандартной формы)

СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

- силоксановые композиции, герметики для электроники, электротехнической промышленности и других областей

ООО «СУРЭЛ»
190020, г. Санкт-Петербург,
Старо-Петергофский пр., д.18,
лит. Е, пом. 7Н
Телефон/факс: (812) 786-50-39,
747-29-62, 747-29-72
e-mail: surel@sp.ru
www.surel.ru

УДК: 622.276

Стендовое моделирование жизненного цикла пластовой углеводородной системы при истощении нефтегазоконденсатного месторождения (на примере Вуктыльского НГКМ)

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10027

Н.А. Скибицкая
к.г.-м.н., зав. лабораторией[1]
skibitchka@mail.ru

А.Н. Волков
к.т.н., начальник отдела[2]
a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

А.А. Латышев
к.т.н., заместитель начальника отдела[2]
a.latyshev@sng.vniigaz.gazprom.ru

И.М. Индрупский
д.т.н., зав. лабораторией[1]
i-ind@ipng.ru

А.А. Попов
ведущий инженер[2]
a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru

В.А. Кузьмин
к.г.-м.н., в.н.с.[1]
kuzminva@mail.ru

М.Н. Большаков
к.г.-м.н., с.н.с.[1]
rgu2006@mail.ru

[1]ИПНГ РАН, г. Москва
[2]Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

В работе обосновывается местонахождение жидких углеводородов (ЖУВ — нефти и ретроградного конденсата) в динамической, фильтрующей части емкостных объемов газонасыщенных продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (ГКМ и НГКМ). Показана целесообразность обоснования и стендового моделирования технологий добычи ЖУВ из газонасыщенных отложений ГКМ и НГКМ на поздних стадиях разработки, связанная с высокими запасами ЖУВ и необходимостью увеличения компонентоотдачи и продления жизни месторождений. Представлен опыт и обоснована методика стендового (экспериментального) моделирования жизненного цикла нефтегазоконденсатной системы Вуктыльского НГКМ за период его разработки на режиме

Принято считать, что добыча из газонасыщенных продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений (далее — НГКМ) гидродинамически неподвижных пластовых жидких углеводородов (далее — ЖУВ) технологически невозможна. При этом идет сравнение с коэффициентом извлечения жидких углеводородов (КИН) из продуктивных отложений нефтяных месторождений, отличающихся от нефтегазоконденсатных 100%-ным заполнением нефтью эффективных поровых объемов.

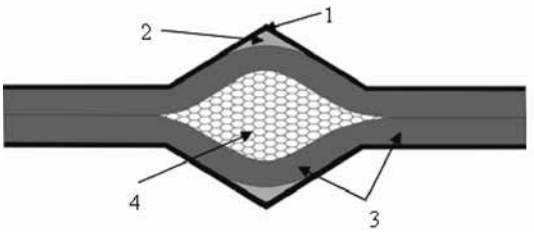
Если в нефтенасыщенном коллекторе центральная (структурно-защемленная для фильтрации) часть эффективных поровых объемов заполнена динамически неподвижной нефтью, то в газонасыщенном коллекторе она заполнена структурно-защемленным пластовым газом (см. рис. 1). При более высокой насыщенности газом начинает заполняться и динамическая (непрерывно связанная через каналы, фильтрующая) часть эффективного объема пор и центральная часть соединяющих поры каналов (см. рис. 1) [1].

Динамическая часть объема газа фильтруется в пласте при его разработке. Структурно-защемленная в порах часть газа в процессе разработки постепенно разгружается в динамическую часть поровых объемов (через его расширение при создании депрессии на пласт) и только тогда начинает участвовать в фильтрации.

При высоком содержании ЖУВ и полном заполнении ими динамических объемов газ в центральной части поровых объемов оказывается структурно-защемленным, изолированным.

При значениях газонасыщенности, превышающих структурно-защемленную, и высоких начальных пластовых давлениях энергии свободного газа может быть достаточно для разрыва сплошности жидкой углеводородной фазы в каналах фильтрации, что и обеспечивает однофазное течение газа даже при высокой насыщенности газонасыщенных пород жидкими углеводородами. При снижении пластового давления в процессе разработки энергии оставшегося газа становится недостаточно для разрыва сплошности жидкой фазы, и начинается процесс двухфазной (газ — ЖУВ), или, при наличии свободной пластовой воды, трехфазной (газ — ЖУВ — вода) фильтрации пластовых флюидов.

Такая закономерность фильтрации пластовых флюидов в газонасыщенном пласте в процессе разработки, а также увеличение насыщенности емкостных объемов жидкими углеводородами за счет выпадения ретроградного конденсата в процессе снижения пластового давления, позволяют считать, что наиболее благоприятным периодом добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) является заключительная (поздняя) стадия разработки нефтегазоконденсатных месторождений.



1 — пленочная вода (порода более фильна по отношению к воде) или пленочная нефть (порода более фильна по отношению к нефти)
2 — вода углов пор (структурно связанная, капиллярно-защемленная, менисковая) или нефть углов пор (порода более фильна по отношению к нефти)
3 — динамический (непрерывно связанный) фильтрующийся объем нефти (порода более фильна по отношению к воде) или (непрерывно связанный) фильтрующийся объем воды (порода более фильна по отношению к нефти); в центральной части поровых каналов - динамический фильтрующийся объем газа
4 — структурно-защемленный объем газа (при обводнении в процессе разработки или при высокой концентрации жидких флюидов — нефти, воды)

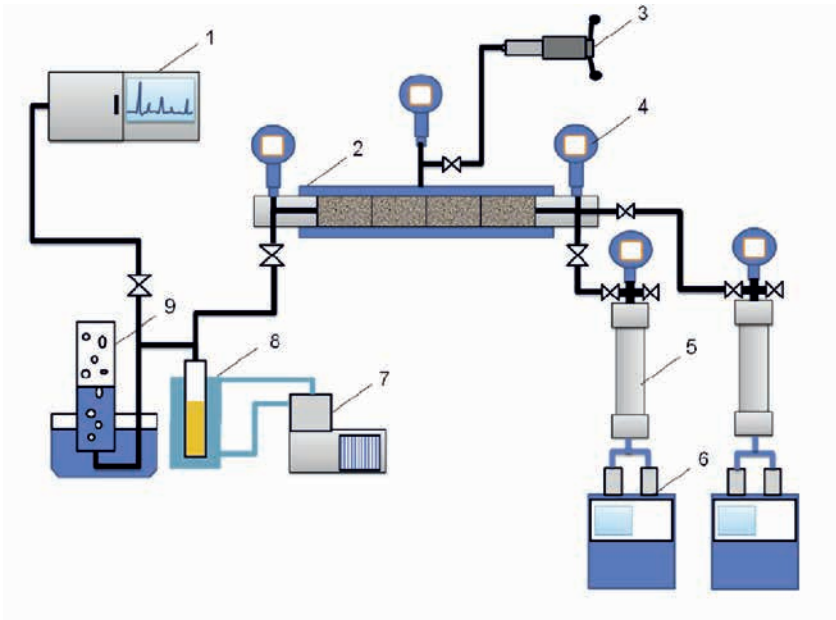
1 — pellicular (film) water (rock is preferably water-wettable) or oil (rock is preferably oil-wettable)
2 — water (rock is preferably water-wettable) or oil (rock is preferably oil-wettable) of pore corners
3 — dynamic (continuously connected) flowing volume of oil (rock is preferably water-wettable) or water (rock is preferably oil-wettable); in the central part of pore channels — dynamic flowing volume of gas
4 — structurally-trapped volume of gas (due to water invasion during field development or in the case of high saturation of liquid fluids — oil, water)

Рис. 1 — Структурная характеристика пластовых флюидов в емкостных объемах газонасыщенной части газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений
Fig. 1 — Structural characteristics of reservoir fluids in the pore volume of gas-saturated part of GCF or OGCF

истощения. На керновой модели пласта выполнено моделирование флюидонасыщения, имитирующего начальное состояние пластовой системы Вуктыльского НГКМ, включая ЖУВ (пластовую нефть), а также моделирование истощения до достижения текущего термобарического состояния и флюидонасыщения пластовой системы. Определена суммарная масса ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) в модели пласта, которая может быть принята за основу для расчетов коэффициента извлечения ЖУВ при проведении дальнейшего стендового моделирования технологий добычи ЖУВ на поздних стадиях разработки Вуктыльского месторождения.

Материалы и методы
Стендовое моделирование, pVT исследования, хроматографический анализ, керновая модель пласта, рекомбинированная модель пластовой углеводородной системы (пластовая нефть, газоконденсатная система).

Ключевые слова
газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения, жидкие углеводороды, нефть, ретроградный конденсат, лабораторные исследования, стендовое моделирование, истощение, извлечение углеводородов



1 — хроматограф
2 — модель пласта
3 — пресс для гидрообжима пород
4 — преобразователь давления
5 — рекомбинатор с разделительным поршнем
6 — насос
7 — криостат
8 — сепаратор-мерник
9 — газомер

1 — chromatograph
2 — reservoir (core) model
3 — press for hydraulic core confinement
4 — pressure transducer
5 — recombining sampler with a separating piston
6 — pump
7 — cryostat
8 — measuring separator
9 — gasometer

Рис. 2 — Схема экспериментальной установки
Fig. 2 — Layout of the experimental setup

Наличие в газовой части истощенных залежей Вуктыльского (более 200 млн тонн, по оценке ИПНГ РАН), Оренбургского (1,406 млрд тонн только в поровых коллекторах) и других НГКМ значительных объемов пластовой нефти и ретроградного конденсата, в значительной своей доле не достигших, тем не менее, порога гидродинамической подвижности, делает актуальной задачу поиска возможностей их направленной добычи [2].

Такие факторы, как максимальное, близкое к предельному, накопление ЖУВ за счет выпадения ретроградного конденсата и существенно сниженные пластовые давления в залежи на завершающих стадиях разработки, требуют перед отработкой технологий добычи пластовых ЖУВ на стендовых моделях предварительного воссоздания полного жизненного цикла нефтегазоконденсатной системы ГК и НГК месторождений за период их разработки на режиме «истощения».

Стендовое моделирование жизненного цикла нефтегазоконденсатной системы Вуктыльского НГКМ за период его разработки на режиме «истощения»

Стендовое моделирование по разработанной программе проводилось на лабораторной экспериментальной установке, включающей в себя: модель пласта; пресс для гидравлического обжима пород; преобразователи давления; газомер; хроматограф для определения компонентного состава газовой и жидкой фаз на выходе модели пласта; измерительный сепаратор-мерник; низкотемпературный криостат для поддержания отрицательной температуры в сепараторе; поршневые рекомбинаторы с рабочими агентами; насосы для поддержания постоянного давления в рекомбинаторах (рис. 2).

До начала сборки установки и экспериментальных исследований все измерительное и вспомогательное оборудование было проверено и откалибровано. Для анализа состава газовой фазы применялся хроматограф «Хроматэк-Кристалл 5000.1», калибровка которого проводилась с применением аттестованных калибровочных смесей. Состав жидкой фазы исследовался на хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.1». Анализ проводился в режиме программирования температуры (от 32 до 320°С) с использованием высокотемпературной тонкопленочной капиллярной WCOT-колонки длиной 30–50 м и пламенно-ионизационного детектора.

Исследования, рассматриваемые в данной статье, проводились на керновой модели пласта (далее — МП), составленной из образцов пород Вуктыльского НГКМ. МП на рис. 3 представлена в виде схемы, созданной на основе электронно-микроскопических катодолюминесцентных изображений (электронное увеличение x100) [3].

Стендовое моделирование жизненного цикла разработки месторождения включает следующие ключевые этапы:

- моделирование флюидонасыщения, имитирующего начальное состояние пластовой системы, включая ЖУВ (пластовую нефть);
- моделирование текущего термобарического состояния и флюидонасыщения пластовой системы.

№№	Структурные параметры порового пространства (прямой метод исследования в электронном микроскопе)	8/19B	8/20B	8/15	8/13	8/20A	8/19A
1	Количество пор и каналов	2090	1900	3299	3299	1914	2427
2	Суммарный периметр пор и каналов, мкм	332761	326170	368335	368335	381789	376114
3	Суммарная площадь пор и каналов, мкм^2	4144983	4116041	3580490	3580490	5199678	3440836
4	Сред. площадь пор и каналов, мкм^2	1983,25	2166,34	1085,33	1085,33	2716,66	1417,74
5	Сред. эквив. диаметр пор и каналов, мкм	50,27	52,54	37,19	37,19	58,83	42,5
6	Сред. периметр пор и каналов, мкм	159,22	171,67	111,66	111,66	199,48	154,98
7	Координационное число, $N_{кан}/N_{пор}$	4,49	4,34	4,74	4,74	4,35	4,39
8	Средний диаметр каналов, мкм	6,47	6,32	4,84	4,84	7,25	6,1
9	Средний диаметр пор, мкм	88,27	89,67	69,52	69,52	105,09	72,5
10	Среднее отношение $d_{пор}/d_{кан}$	13,6	14,2	14,4	14,4	14,5	11,9
11	Коэффициент пористости (замеренный), %	19,4	17,62	18,76	17,42	17,8	16,86
12	Коэффициент проницаемости (замеренный), мД	269,18	226,78	195,94	168,95	168,11	122,0

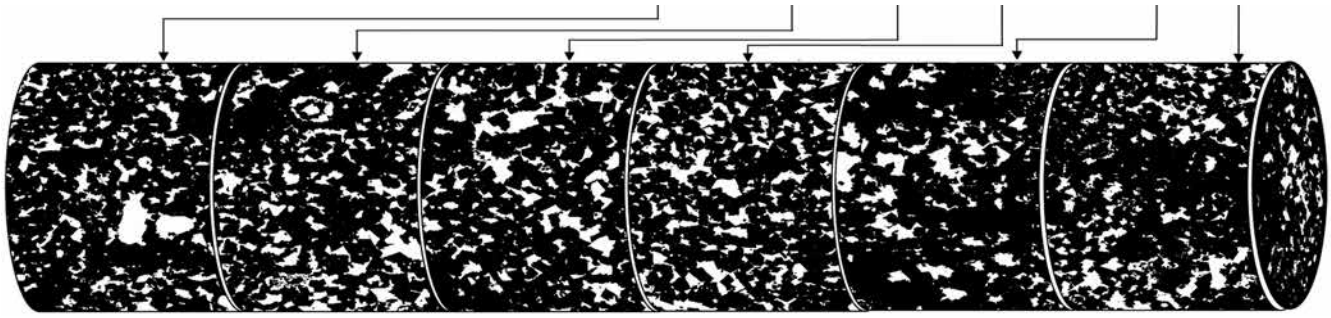


Рис. 3 — МП: схема, созданная на основе электронно-микроскопических катодолюминесцентных изображений, электронное увеличние x100 (поры обозначены белым цветом)
Fig. 3 — Reservoir (core) model (RM): schematics prepared on the basis of scanning electron microscope cathodoluminescent images, electron magnification x100 (pores are white-colored)

Моделирование начального состояния пластовой системы Вуктыльского НГКМ, включая пластовую нефть

Для моделирования начального состояния пластовой системы, включая пластовую нефть, осуществляется следующая последовательность операций.

- Подготовленная модель пласта, после измерения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), вакуумируется и насыщается моделью пластовой воды (минерализация 230 г/л). Осуществляется прокачка модели пластовой воды до прекращения выхода воздуха из модели.
- Остаточная водонасыщенность создается путем прокачки через 100%-но водонасыщенную модель пласта модели дегазированной пластовой нефти до прекращения выхода водной фазы. Насыщенность контролируется по материальному балансу.

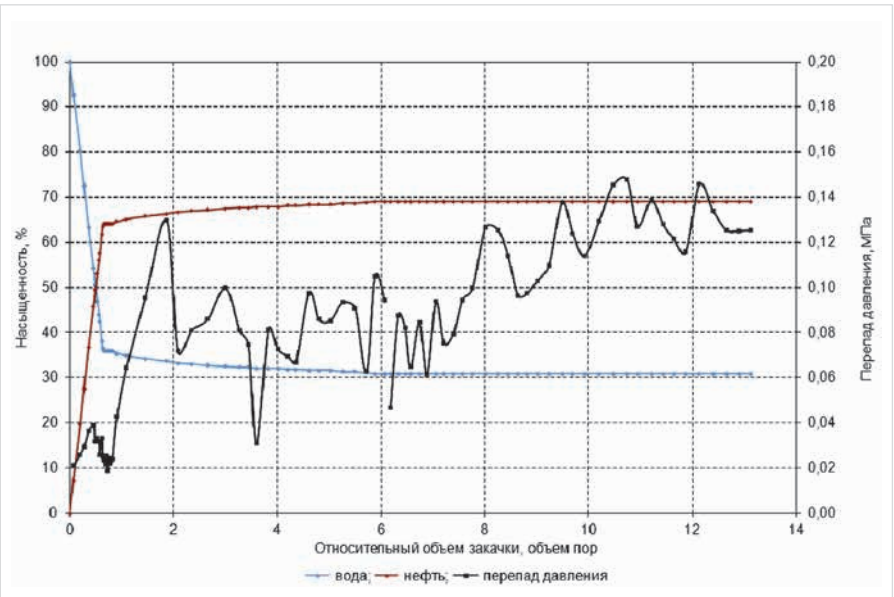


Рис. 4 — Моделирование остаточной водонасыщенности в МП
Fig. 4 — Modelling connate water saturation in the RM

Процесс моделирования остаточной водонасыщенности в экспериментальной модели пласта показан на рис. 4.

После прокачки около 5,8 поровых объемов нефти вынос воды прекратился. Значение остаточной водонасыщенности составило 30,91%.

В качестве модели дегазированной нефти использована смесь отгона после 110°С дегазированной нефти Северо-Вуктыльского месторождения с н-пентаном и н-октаном в такой пропорции, чтобы обеспечить соответствие плотности исходной дегазированной нефти (823,4 кг/м^3). Выбор такой модели нефти обусловлен двумя факторами:

- предполагаемой близостью по составу и свойствам пластовой нефти в основной газоконденсатной залежи Вуктыльского НГКМ к пластовой нефти Северо-Вуктыльского месторождения;
- необходимостью разделения добычи ЖУВ и модельного растворителя — гексана — из модели пласта по данным хроматографического анализа (при планируемой далее экспериментальной оценке технологии добычи ЖУВ).

Принятый подход к подготовке модели пластовой нефти позволил практически полностью исключить содержание в ней гексана при сохранении близости свойств к дегазированной пластовой нефти Вуктыльского НГКМ.

- Остаточная нефтенасыщенность создается путем прокачки через модель пласта метана до прекращения выхода нефти из модели при термобарических условиях, приближенных к средним значениям начального давления (35 МПа) и температуры

(63°C) для пластовой системы. Насыщенность контролируется по материальному балансу. Процесс моделирования водо-, нефте- и газонасыщенности закачкой метана в высокопроницаемую модель пласта (МП) показан на рис. 5.

- При поддержании давления и температуры осуществляется замещение метана моделью пластовой газоконденсатной смеси (далее — ГКС) из рекомбинатора до стабилизации состава выходящей продукции. Состав контролируется по данным хроматографического анализа проб газа и жидкости.

Модель пластовой газоконденсатной смеси (ГКС) готовилась путем рекомбинирования сепараторных проб газа Югидского НГКМ и чистых углеводородных компонентов (исключая гексан) в соотношениях, близких к данным по составу пластовой ГКС Вуктыльского НГКМ, из условия достижения начального содержания углеводородов (УВ) группы С5+ на уровне 360 г/м^3, что характерно для средних начальных условий Вуктыльского НГКМ [4].

Для возможности корректной последующей интерпретации данных стендового моделирования предварительно в ячейке pVT проводится опыт по дифференциальной конденсации с той же моделью ГКС и определяется относительный объем жидкой фазы на разных ступенях снижения давления. Опыт проводится в двух версиях: только с моделью ГКС и с моделью ГКС в смеси с моделями нефти и воды в пропорциях, соответствующих начальным насыщенностям фаз в модели пласта.

Так, в групповом углеводородном составе бензиновой фракции (начало кипения (далее — н.к.) — 125°C) жидкой фазы продукции МП в процессе замещения метана ГКС с течением времени отмечалось незначительное увеличение доли алкановых соединений при параллельном снижении нафтеновых и ароматических структур. Изменение группового углеводородного состава бензиновой фракции (н.к. — 125°C) жидкой фазы продукции МП в процессе замещения метана ГКС наглядно отражено на рис. 6.

Изменения фиксируются и в содержании нормальных и изопреноидных алканов (фракция выше 125°C) жидкой фазы продукции МП. На начальном этапе прокачки в составе жидкой фазы, пусть и в небольших концентрациях, обнаруживаются изопреноидные углеводороды. В дальнейшем (после прокачки 2,7 поровых объемов ГКС) они уже не регистрировались в составе исследуемой фракции. Изменение содержания нормальных алканов в жидкой фазе продукции МП в процессе замещения метана ГКС показано на рис. 7. Из рис. 7 видно, что состав нормальных алканов изменяется согласно наблюдаемой тенденции к облегчению жидкой продукции — в начале прокачки длина концентрационного ряда нормальных алканов прослеживается вплоть до C_{40}, далее она укорачивается до C_{19}.

В целом, по данным газожидкостной хроматографии (ГЖХ), в процессе замещения метана ГКС отмечалось облегчение жидкой фазы продукции, связанное с довытеснением остаточной нефти и увеличением углеводородов газоконденсата в жидкой фазе продукции МП.

В ходе контроля над процессом

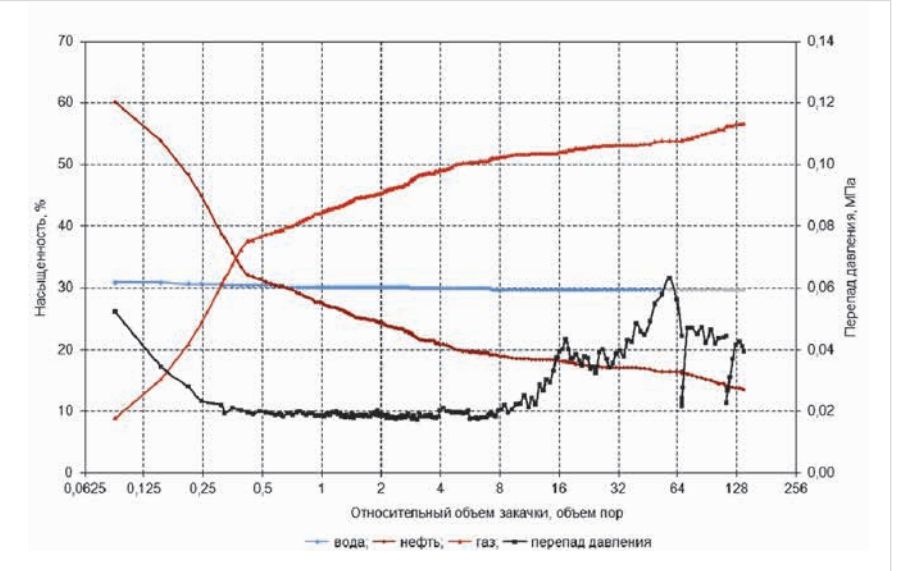


Рис. 5 — Моделирование водо-, нефте- и газонасыщенности путем закачки метана в МП
Fig. 5 — Modelling water-, oil- and gas saturation by injection of methane in the RM

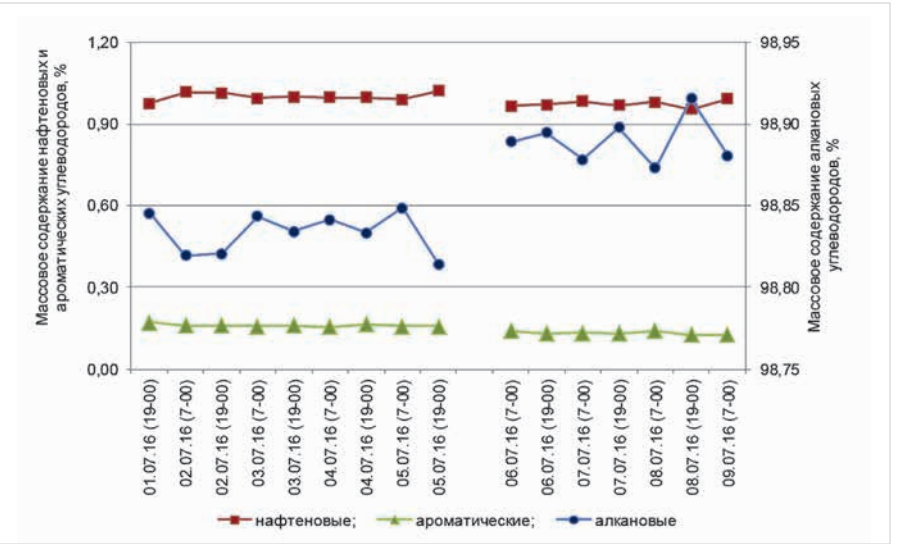


Рис. 6 — Изменение группового углеводородного состава бензиновой фракции (н.к. — 125 °C) жидкой фазы продукции МП в процессе замещения метана ГКС
Fig. 6 — Dynamics of hydrocarbon group composition of gasoline fraction (IBP — 125°C) in the liquid phase produced from the RM during the methane replacement by gas-condensate mixture

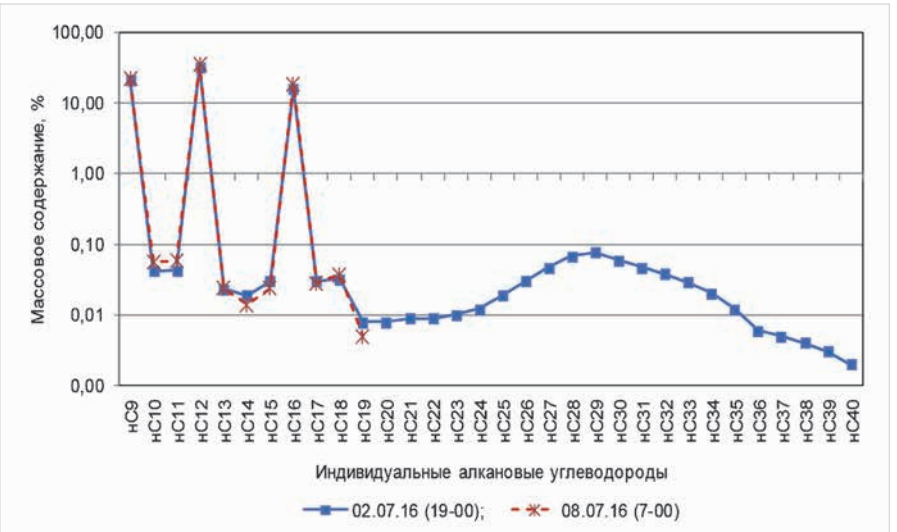


Рис. 7 — Изменение массового содержания нормальных алкановых углеводородов в жидкой фазе продукции МП в процессе замещения метана ГКС
Fig. 7 — Dynamics of mass concentration of normal alkanes in the liquid phase produced from the RM during the methane replacement by gas-condensate mixture

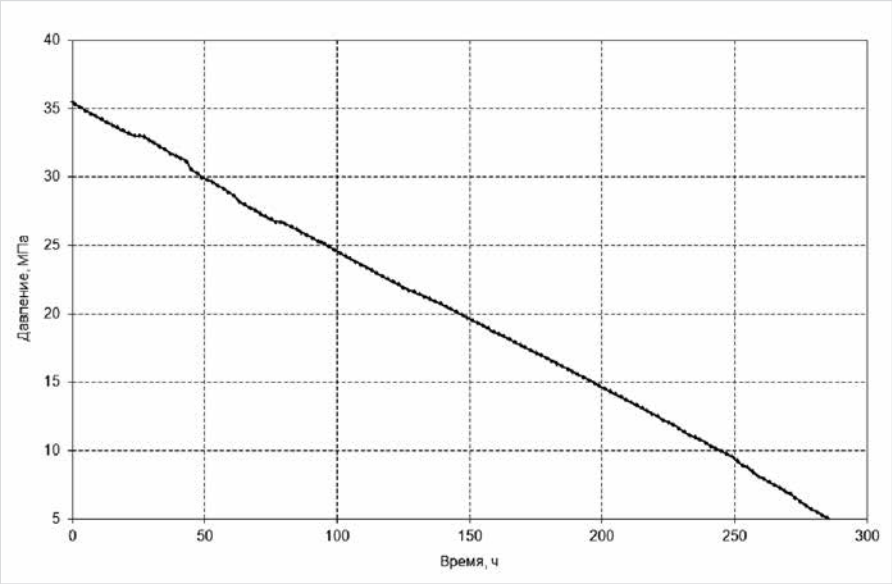


Рис. 8 — Динамика изменения давления во времени
Fig. 8 — Pressure dynamics

замещения метана ГКС, по изменению конденсатогазового фактора (КГФ) и содержанию компонентов в газовой и жидкой фазах продукции на выходе модели пласта, было установлено, что их стабилизация наблюдалась при закачке примерно семи поровых объемов. Прокачка дополнительно еще одного порового объема гарантировала постоянство состава смеси в пределах погрешности хроматографического анализа. Затем модель пласта выдерживалась в течение двух суток для установления сорбционного равновесия и равномерного распределения ГКС во всей системе порового объема.

На этом этап подготовки исходной пластовой нефтегазоконденсатной системы в МП был закончен. Остаточная водонасыщенность в модели составила 29,7%. Величина остаточной нефтенасыщенности при этом снизилась до 5,88%.

Моделирование текущего состояния (истощения) пластовой системы Вуктыльского НГКМ

В настоящее время термобарические условия и состав пластовых флюидов достаточно сильно варьируют по объему основной залежи Вуктыльского НГКМ. Тем не менее, можно утверждать, что в основном объеме залежи уже достигнуто пластовое давление ниже давления максимальной конденсации пластовой ГКС. Что касается реализуемой закачки сухого («тюменского») газа, то в целом, в относительном выражении, она не оказала существенного вклада в изменение текущего содержания C_{5+} в жидкой и газовой фазах [4]. В частности, это относится к выбранным пилотным участкам, по которым учитывалось условие сохранения достаточного потенциала по УВ группы C_{5+}.

Исходя из этих предпосылок, моделирование условного текущего состояния пластовой системы осуществлялось следующим образом.

- При сохранении заданной температуры 63°С производилось истощение модели до давления максимальной конденсации пластовой ГКС Вуктыльского НГКМ — 5 МПа. По результатам этих исследований выполнены расчеты содержания УВ компонентов в продукции модели пласта.
- Темп истощения составлял около 0,1–0,2 МПа/ч для обеспечения условий конденсации жидкой фазы в модели пласта и предотвращения выноса ее капель с газовой фазой.

На рис. 8 приведена динамика изменения давления во времени в процессе моделирования процесса истощения залежи на модели пласта. Продолжительность процесса истощения модели пласта составила 290ч. Экспериментальные исследования проводились при пластовых условиях в круглосуточном режиме работы.

- В ходе экспериментальных исследований осуществлялся контроль объема продукции, массы жидкой фазы (после ловушки-сепаратора), состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценивалась итоговая насыщенность модели пласта водой, ЖУВ и газовой фазой.

Хроматографические исследования газов сепарации, полученных при моделировании процесса истощения нефтегазоконденсатной залежи на МП, показали, что тенденции изменения содержания всех компонентов исследуемой газовой фазы аналогичны характеру изменения компонентного состава добываемого пластового газа, наблюдаемому в реальном режиме разработки Вуктыльского НГКМ при естественном истощении.

Хроматографические исследования жидкой фазы, полученной при моделировании процесса истощения Вуктыльской нефтегазоконденсатной залежи на МП, показали, что по мере снижения давления получаемая жидкая продукция закономерно облегчается (уменьшается молярная масса конденсата, значительно снижается мольная доля самых тяжелых компонентов конденсата, начиная от суммы псевдо C_{11} и вплоть до суммы псевдо C_{20+}). Выявленные зависимости характерны для жидкой УВ-фазы, добываемой в процессе разработки газоконденсатного месторождения на режиме естественного истощения пластовой энергии.

На установке pVT проведены экспериментальные исследования с целью определения запасов ЖУВ (выпавший конденсат + нефть) в модели пласта после снижения давления до 5 МПа. В pVT-ячейке была произведена рекомбинация системы (ГКС+вода+нефть) в соотношениях, полученных в модели пласта после прокачки ГКС. По окончании опыта дифференциальной конденсации было выполнено разгазирование насыщенной жидкой фазы. Масса ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) в пересчете на модель пласта составила 4,8348 г. Это значение может быть принято за основу для расчетов коэффициента извлечения ЖУВ при проведении дальнейших исследований по разработке технологий добычи гидродинамически неподвижных ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) на поздних стадиях разработки Вуктыльского месторождения.

Итоги

Для условий газонасыщенных зон основной залежи Вуктыльского НГКМ проведено стендовое моделирование начального флюидонасыщения, процесса истощения до давления максимальной конденсации и текущего состояния пластовой системы, включая ЖУВ – пластовую нефть и ретроградный конденсат.

По результатам экспериментов в модели газонасыщенного пласта:

- воспроизведена текущая водонасыщенность, газонасыщенность и насыщенность ЖУВ, включающая исходную пластовую нефть и ретроградный конденсат из газоконденсатной системы,
- прошло донасыщение жидкой УВ фазы газовыми и промежуточными компонентами до равновесного состояния при текущих давлении и температуре,
- оценена масса ЖУВ для проведения дальнейших исследований по обоснованию технологии извлечения ЖУВ на поздних стадиях разработки Вуктыльского месторождения.

Выводы

В результате выполнения работ в керновой модели была создана система, моделирующая состояние истощенного до давления максимальной конденсации нефтегазоконденсатного пласта. Разработанный методический подход может применяться для воссоздания реалистичных пластовых условий для проведения стендового моделирования по оценке возможностей извлечения гидродинамически неподвижных (слабо подвижных) ЖУВ (пластовая нефть и ретроградный конденсат) из газонасыщенной части месторождений, находящихся на поздних стадиях истощения.

Статья подготовлена сотрудниками ИПНГ РАН в рамках выполнения государственного задания по темам «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6 (Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н.) и «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и

опытно-промысловых исследований» АААА-А19-119022090096-5 (Индрупский И.М.).

Литература

1. Скибицкая Н., Большаков М., Бурханова И., Кузьмин В., Сурначев Д. Трудноизвлекаемая нефть в газонасыщенных зонах нефтегазоматеринских карбонатных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Москва, 2016. SPE-182076-RU.
2. Гафаров Н.А., Карнаухов С.М., Резуненко В.И. и др. Матричная нефть Оренбургского НГКМ — перспективы развития Оренбургского ГХК // Газовая промышленность. 2012. №9. С. 56–60.
3. Кузьмин В.А. Катодолюминесцентная методика исследования порового пространства пород в растровом электронном микроскопе // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования. 2007. №11. С.76–80.
4. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности. Ухта: СЕВЕРНИПИГАЗ. 2007. 400 с.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Experimental modelling of the life-cycle of reservoir hydrocarbon system during depletion of an oil-gas-condensate reservoir (on the example of Vuktyl OGCF)

Authors
Natalia A. Skibitskaya — Ph.D., head of lab[1]; skibitchka@mail.ru
Andrey N. Volkov — Ph.D., head of department[2]; a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
Aleksandr A. Latyshev — Ph.D., deputy head of department[2]; a.latyshev@sng.vniigaz.gazprom.ru
Ilya M. Indrupskiy — Sc.D., head of lab[1]; i-ind@ipng.ru
Andrey A. Popov — leading engineer[2]; a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru
Vladimir A. Kuzmin — Ph.D., leading researcher[1]; kuzminva@mail.ru
Mikhail N. Bolshakov — Ph.D., senior researcher[1]; rgu2006@mail.ru

[1]OGRI RAS, Moscow, Russia
[2]Ukhta branch of the LLC "Gazprom VNIIGAZ", Ukhta, Russia

Abstract
Liquid hydrocarbons (LHC — oil and retrograde condensate) are shown to be located in dynamic, open to flow part of pore volume in gas-saturated productive formations of gas-condensate and oil-gas-condensate fields (GCFs and OGCFs). Justification and experimental (physical) modelling of LHC recovery techniques from gas-saturated formations of GCFs and OGCFs at late development stages are shown to be reasonable because of large LHC resources and need for enhancement of HC-components recovery, as well as elongation of HCs production. Experience is presented and methodology is justified for experimental modelling of a HC system life-cycle at Vuktyl OGCF during the depletion period. On a reservoir core model, fluid saturation corresponding to the initial state of the Vuktyl reservoir system was reconstructed, including LHC (reservoir oil), and modelling of depletion to the current thermobaric conditions and fluid saturation of the reservoir system was performed. The total mass of LHC in the core model (reservoir oil and retrograde condensate) was assessed which can be further used to calculate LHC recovery factors in experimental modelling of LHC recovery techniques at late stages of Vuktyl field development.

Materials and methods
Experimental modelling, pVT study, chromatography, reservoir core model, recombined model of reservoir HC fluids (reservoir oil, gas-condensate system).

Keywords
gas-condensate and oil-gas-condensate fields, liquid hydrocarbons, oil, retrograde condensate, laboratory studies, experimental modelling, depletion, hydrocarbon recovery

Results
For conditions of gas-saturated zones of the main deposit of Vuktyl GOCF, experimental modelling was performed of initial fluid saturation, depletion process to the maximum condensation pressure and current state of the reservoir system, including LHC – reservoir oil and retrograde condensate. As the results of the experiments in the gas-saturated reservoir model: - current water-, gas- and LHC- (including original reservoir oil and retrograde condensate from gas-condensate system) saturations were restored, - resaturation took place of luqiud HC phase with gas- and intermediate components to equilibrium state at current pressure and temperature,
- LHC mass was assessed which is required for further studies to justify LHC recovery techniques at late stages of Vuktyl field development.

Conclusions
As the result of the study, a system was created in the core model which corresponds to the state of oil-gas-condensate reservoir depleted to the maximum condensation pressure. The developed methodology can be used to reproduce realistic reservoir conditions for experimental assessment of recovery of hydrodinamically immobile (or low-mobility) LHC (reservoir oil and retrograde condensate) from gas-saturated part of reservoirs at late depletion stages.

References

1. Skibitskaya N., Bol'shakov M., Burkhanova I., Kuz'min V., Surnachev D. T*rudnoizvlekaemaya neft' v gazonasyshchennykh zonakh neftegazomaterinskikh karbonatnykh otlozheniy gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Tight oil in oil-and-gas source carbonate deposits' gas saturation zones of gas-condensate and oil-gas condensate fields]. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, 2016. SPE-182076-MS.
2. Gafarov N.A., Karnaukhov S.M., Rezunenko V.I. and others. *Matrichnaya neft' Orenburgskogo NGKM — perspektivy razvitiya Orenburgskogo GKhK* [Matrix oil of Orenburg OGCF — the prospects of Orenburg Gas Chemical Facility] Gas Industry, 2012, issue 9, pp. 56–60.
3. Kuz'min V.A. K*atodolyuminestsentnaya metodika issledovaniya porovogo prostranstva porod v rastrovom elektronnom mikroskope* [Cathodoluminescence technique for studying the pore space of rocks using scanning electron microscopy]. Journal of Surface Investigation: X-Ray, Synchrotron and Neutron Techniques, 2007, issue 11, pp. 76–80.
4. 13. Dolgushin N.V. M*etodologiya izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy s vysokim soderzhaniem kondensata i bol'shim etazhom gazonosnosti* [Methodology of gas condensate characteristics study of oil-gas-condensate fields with high condensate content and large gas column]. Ukhta: SEVERNIPIGAZ, 2007, 400 p.

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

- Обогрев протяженных и сверхпротяженных трубопроводов
- Защита от замерзания емкостей и резервуаров
- Обогрев оборудования в опасных и взрывоопасных зонах
- Поддержание температуры жидкостей и газов
- Системы обогрева для морских ледостойких платформ и подводных комплексов
- Система обогрева нефтяных скважин
- Теплоизоляция и антикоррозийные покрытия
- Обеспечение работы агрегатов и технологического оборудования при низких температурах
- Системы управления и контроля, низковольтные комплексные устройства (НКУ)

ПРОЕКТ • ПОСТАВКА • МОНТАЖ • ПУСКОНАЛАДКА • СЕРВИС

ССТ ЭНЕРГО МОНТАЖ

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

Инжиниринговая компания «ССТэнергомонтаж» — российский разработчик и поставщик систем электрообогрева и теплоизоляции для различных отраслей промышленности. «ССТэнергомонтаж» входит в Группу компаний «Специальные системы и технологии», которая является лидером российского рынка электрообогрева более 25 лет.

Наши преимущества:

- Полный комплекс услуг: от проектирования до сервисного обслуживания
- Единственный в России производитель электропроводящих пластмасс и саморегулирующихся кабелей полного цикла
- 28 лет успеха на рынке
- 100% контроль качества
- Единая точка ответственности

Продолжая традиции ЛЭЗ

Ленинградский электромашиностроительный завод (ЛЭЗ) — предприятие с богатой историей. Не один раз менялась его специализация, пока завод прочно не занял свое место среди ведущих электромашиностроительных предприятий страны.

Ныне ЛЭЗ — одна из ключевых производственных площадок концерна РУСЭЛПРОМ. Здесь производят турбогенераторы и электрические машины мощностью свыше 100 кВт и запасные части к ним. ЛЭЗ — флагман отрасли по производству крупных электрических машин и представляет собой оптимально структурированное предприятие с отлаженной современной инфраструктурой, на базе которой реализуют уникальные проекты.

О сегодняшнем дне ЛЭЗ и перспективах расширения номенклатуры продукции мы беседуем с директором завода Максимом Валентиновичем Кожиным.

Директор Ленинградского электромашиностроительного завода М.В. Кожин

— Максим Валентинович, что изменилось на заводе с его вхождением в состав электротехнического концерна РУСЭЛПРОМ?

Судьба ЛЭЗа связана с концерном с 2003 года, и последние 15 лет именно РУСЭЛПРОМ предметно и последовательно занимается развитием предприятия, освоением новых изделий. Конечно, опираясь при этом на уникальный исторический опыт нашего завода и специализацию его номенклатуры.

— На чем специализировался завод в момент прихода концерна?

Это были крупные синхронные машины для дробильного и мельничного оборудования. Соответственно, РУСЭЛПРОМ поддержал эту номенклатуру и параллельно начал расширять линейку продукции.

— О каких новых продуктах идет речь?

Одна из новых номенклатурных групп, введенных концерном, это гидрогенераторы. Например, сейчас мы исполняем контракт на поставку гидрогенераторов для Белопорожской ГЭС в Карелии. В этом году должны его завершить. А вообще, ЛЭЗ специализируется на продукции по индивидуальным заказам. Зачастую это машины, которые не имеют аналогов в мире. И в первую очередь, назову комплект электрических машин для трех новейших атомных ледоколов проекта 22220 — «Арктика», «Сибирь» и «Урал».

Завод произвел гребные электродвигатели (фото 1) и синхронные турбогенераторы для всех трех ледоколов этого проекта — по три двигателя мощностью 20 МВт и по два генератора по 36 МВт на каждое судно. Отмечу, что машины для морских

судов такой мощности созданы в России впервые.

— Наверняка исполнение таких уникальных заказов требует применения самых передовых технологий производства?

Конечно. Специально под реализацию проектов для судостроительной отрасли был модернизирован станочный парк, введены новые производственные мощности. В частности, на заводе установили уникальный по своим размерам вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит» (фото 2).

Сейчас условия диктует рынок, и мы должны адаптироваться под новые требования, которые перед нами ставят заказчики. Новые задачи требуют нового уровня исполнения продукции. И коллектив ЛЭЗ готов и решает эти задачи. Это не просто слова, мы демонстрируем свою профессиональную готовность на конкретных проектах.

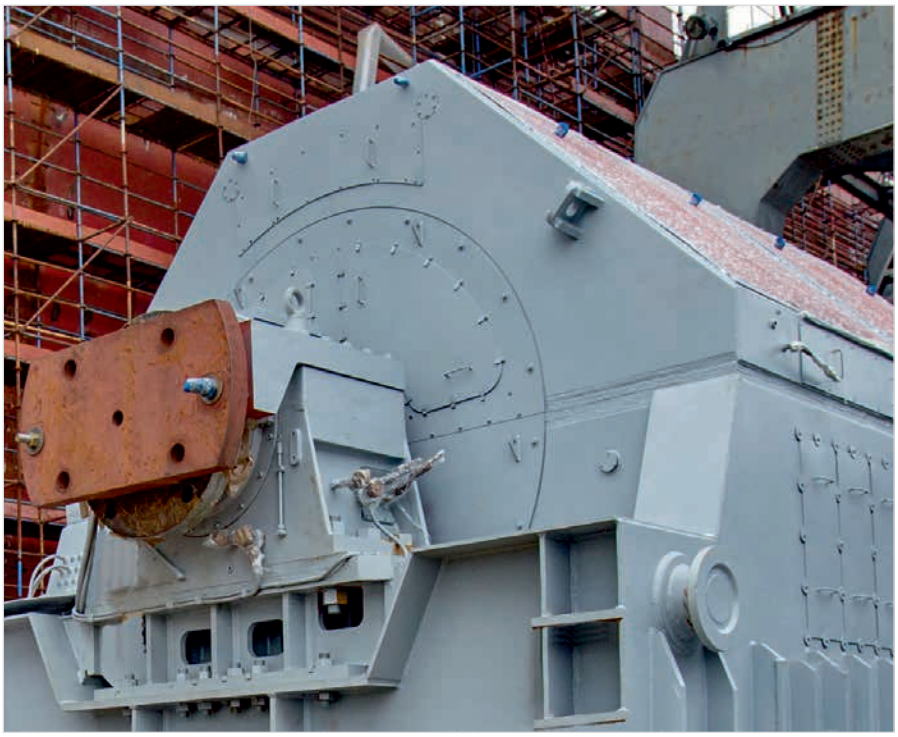


Фото 1. Гребной электродвигатель для новейших атомных ледоколов – гигант весом 300 тонн

— Какие масштабные проекты помимо атомных ледоколов вы еще можете отметить?

По гидрогенераторной технике. Крупный проект исполнен для Загорской гидроаккумулирующей станции — гидрогенераторы мощностью 250 МВт. Чтобы был понятен масштаб, достаточно сказать, что один комплект такого оборудования составляет около тысячи отгрузочных мест, это порядка 60 железнодорожных вагонов. А у нас было четыре таких комплекта.

В 2018 году подписан крупный контракт на изготовление главных циркуляционных насосов (далее —ГЦН) для атомных станций. Этот проект, который уже находится в реализации, считаю чрезвычайно ответственным с точки зрения уровня продукции. Ведь это двигатель, который вращает насос, действующий в контуре главного охлаждения реактора. Понятно, насколько высока ответственность?

Фото 2. Вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит» не имеет аналогов в России и Европе

— Для каких конкретно АЭС вы создаете сегодня такие насосы?

Сейчас производим для Курской АЭС. И подписан также контракт на производство ГЦН для турецкой атомной станции Аккую. Я считаю, что для завода это очень важный шаг для дальнейшего развития, наращивания уровня производимой продукции. И я, и все заводчане — мы прекрасно понимаем, насколько это серьезная и ответственная техника. И, конечно, стараемся. В этом году мы должны сделать первый, головной образец. Где-то в августе–сентябре должны выйти на сборку и провести заводские испытания.

— Насколько перспективно для завода это направление?

Даже эти два проекта — это три блока, где задействуется 30 двигателей. А в будущем мы надеемся, что все строящиеся реакторы АЭС будут комплектоваться двигателями данного типа. Все предпосылки для этого есть.

— Какие еще направления вы считаете перспективными?

Очень интересная новая тема — генераторы для ветроэнергетики. Уже сейчас у нас находятся в разработке заказы на ветрогенераторы для компании Siemens Gamesa Renewable Energy (фото 5). В этом году первые образцы пройдут испытания. А затем будем выходить на поставки.

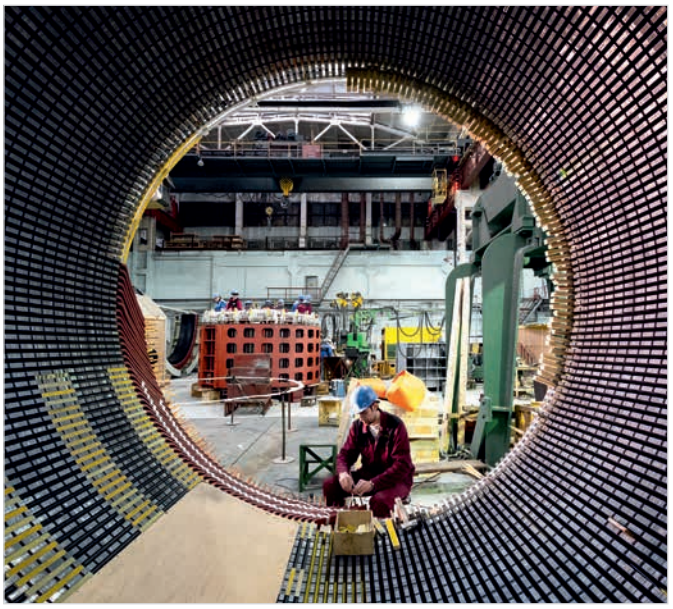


Фото 3. Завод специализируется на изготовлении уникальной продукции по индивидуальным заказам

Фото 4. Модернизация станочного парка требует немалых инвестиций

Направление возобновляемых источников энергии в России активно развивается, компания Siemens Gamesa — признанный мировой лидер и активно работает в России. С ними интересно сотрудничать, у них есть чему поучиться. Поэтому, я думаю, для специалистов завода это станет крайне полезным опытом. И, что самое интересное в этом проекте, если мы сделаем хорошие, конкурентные по цене ветрогенераторы, открывается реальная перспектива поставлять их на экспорт.

— Российские ветрогенераторы смогут конкурировать по качеству на европейском рынке?

Качество даже никто не обсуждает. Есть технические параметры, изначально заданные компанией Siemens Gamesa. Эти параметры соответствуют европейскому уровню, и мы должны их гарантированно выдерживать. Наша внутренняя задача — изготовить продукцию, конкурентоспособную по стоимости. И при этом по возможности на сто процентов использовать российские материалы. И все эти материалы должны пройти соответствующие испытания, чтобы использовать их в зарубежных проектах. У компании Siemens Gamesa есть проекты, которые они реализуют в Европе и по всему миру, и мы надеемся с нашими генераторами вписаться в эти проекты.

— Была ли в случае с российскими проектами Сименса конкуренция со стороны других отечественных производителей?

Конечно, конкуренция была. Все ведущие производители электрооборудования — и новосибирский «Элсиб», и пермский «Электропривод», и другие российские коллеги — участвовали в конкурсе. Сименс провел аудит каждого предприятия и выбрал нас. К тому же мы и территориально более выгодно расположены, ближе к Европе.

Еще одно актуальное направление — малая и средняя гидроэнергетика. В этом году мы отгрузили два комплекта гидросилового оборудования суммарной мощностью 5,6 МВт для Усть-Джегутинской малой гидроэлектростанции (МГЭС) в Карачаево-Черкессии и три комплекта по 1,7 МВт каждый для Барсучковской МГЭС в Ставропольском крае (фото 6). Летом это оборудование начнут монтировать.

Фото 5. ЛЭЗ ведет разработку ветрогенераторов для компании Siemens Gamesa

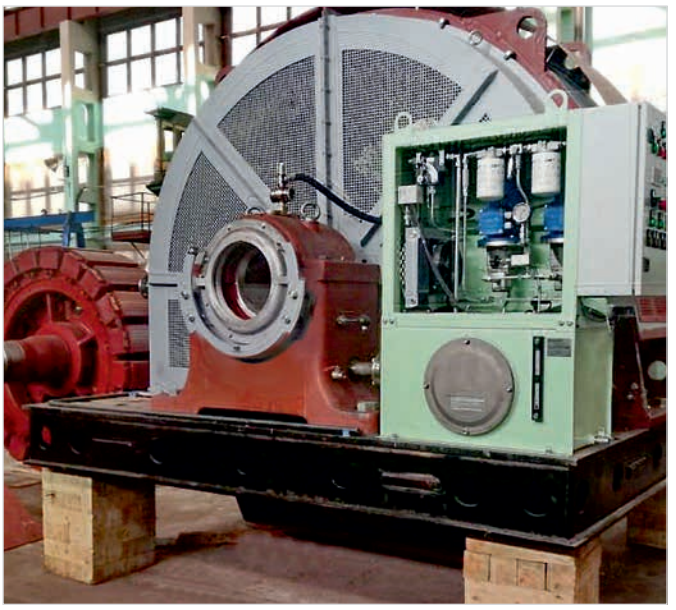


Фото 6. Гидрогенератор для Барсучковской малой гидроэлектростанции

Фото 7-8. Коллектив – самый ценный ресурс завода

— Проектирование и производство — это важно. Но выпускаемую продукцию надо же еще и обслуживать... Вы имеете обратную связь от потребителей о работе вашего оборудования?

Наши коллеги из НПП «РУСЭЛПРОМ-Электромаш», которое находится здесь же, на территории ЛЭЗа, производят системы возбуждения для наших генераторов и комплектуют их системой мониторинга, благодаря которой мы получаем обратную связь по техническим параметрам в режиме онлайн. Кроме того, у нас действуют сервисные группы, которые с определенной периодичностью контактируют с заказчиками, оказывают необходимую помощь и техническую поддержку.

Одно из направлений нашей работы — комплексное сервисное сопровождение продукции в течение всего жизненного цикла. А это не только плановые ТО, но и текущие, средние, капитальные ремонты, необходимая модернизация, своевременное обеспечение запасными частями, консультирование и практическая помощь специалистам эксплуатирующих предприятий.

— Как вы оцениваете сегодняшнюю загрузку предприятия и его производственный потенциал?

Сейчас загрузка завода составляет 40–50%. Мы готовы исполнять больше заказов, и мощность предприятия это позволяет. Пока мы работаем в одну смену, так что только за счет введения дополнительных смен можно кратно повысить эффективность использования оборудования и нарастить объемы выпускаемой продукции. При этом, конечно, продолжаем начатое техническое перевооружение, приобретаем высокопроизводительное оборудование.

Когда РУСЭЛПРОМ только пришел на ЛЭЗ, это уже было сделано, например, для производства гидрогенераторов. И сейчас есть понимание, в каком направлении надо увеличивать заводские мощности, чтобы обеспечивать не только объемы, но и необходимое качество продукции, уровень которого нам диктует технический прогресс и рынок. И не только внутренний.

— Что для этого нужно сделать? Есть ли план развития?

Прежде всего, важен объем подтвержденных заказов, чтобы гарантировать возможности долгосрочных инвестиций для дальнейшего развития.

А планы есть, вот они наглядно — на доске! На заводе есть оборудование, которое работает еще с 1962 года и физически устарело. Станки механической обработки, штамповочные комплексы будем менять на более производительные.

Направления развития тоже понятны. Мы уже говорили о судостроении, ветрогенераторах. Это новые направления. Но есть и направления, в которых завод традиционно силен: атомная энергетика, машины для горнодобывающей и металлургической промышленности, оборудование для ЖКХ. Сейчас рынок диктует условия, и надо быть гибкими. По такому же принципу строить и технологические цепочки. И быть конкурентоспособными — по цене, по качеству, по срокам. Тот вектор развития, который сейчас задан на заводе, я считаю вполне позитивным и выверенным.

Так что задачи определяет рынок, заказчики. А уже из этих задач вытекает конкретный план действий. Не только в части перевооружения производства, но и в части новых конструкторских разработок. Безусловно, очень важной задачей является усиление конструкторского потенциала на заводе. Инженер-конструктор-электротехник в наше время не только очень важная, но и крайне дефицитная специальность.

Нужно также понимать, что новое оборудование, которое технологически позволяет выполнять более серьезные задачи, требует применения и новых материалов, и новых программных продуктов, расчетных модулей, то есть развития IT-технологий. И, конечно, развитие требует новых профессиональных кадров.

— Как вы решаете кадровую проблему?

Разными способами. Здесь, как говорится, все способы хороши. И с вузами взаимодействуем. Прежде всего, с Санкт-Петербургским электротехническим университетом ЛЭТИ, его выпускники традиционно приходили сюда работать. Помогает нам с кадрами и головная компания. Безусловно, есть и внутреннее обучение.

Коллектив у нас хороший, сплоченный. Если мы такие задачи решаем, что еще можно сказать? Дела говорят сами за себя. Я со своей стороны хочу выразить огромную благодарность всему коллективу ЛЭЗ. Вместе мы решим любые задачи!

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

**109029, Москва,
Нижегородская ул., 32, стр.15**

**Тел.:8 (800) 301-35-31
Факс:(495) 600-42-54**

**mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru**

УДК: 622.276+65.011.56

Выявление зон недокомпенсации на основе анализа объемов отборов и нагнетания по эксплуатационному фонду скважин

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10026

О.В. Денисов
зам. начальника отдела
denisovov@tatneft.ru

Р.Г. Гирфанов
начальник отдела
girfanov_rg@tatneft.ru

Центр обслуживания бизнеса ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье рассмотрен один из вариантов решения проблемы идентификации зон недокомпенсации на многопластовых объектах на основе построения упрощенной геологической модели каждого из пластов с неизвестными сопротивлениями между блоками модели. По аналогии с перераспределением электрического потенциала в электростатике решается оптимизационная задача распределения жидкости для идентифицируемых сопротивлений на одно- и многопластовых объектах. На основе разработанного решения построены карты недокомпенсации закачки по Миннибаевской площади и 3-му блоку Березовской площади.

Материалы и методы
По аналогии с перераспределением электрического потенциала в электростатике решается оптимизационная задача распределения жидкости для идентифицируемых сопротивлений на одно- и многопластовых объектах.

Ключевые слова
упрощенная геологическая модель, многопластовый объект, задача идентификации

Девонские отложения в Республике Татарстан эксплуатируются с 50-х годов прошлого столетия и характеризуются тем, что скважиной могут быть вскрыты до десяти продуктивных, гидродинамически не связанных между собой, пластов. Исторически сложилось так, что разработка этих отложений производилась в условиях, когда пласты эксплуатировались одним фильтром. Причем такой режим эксплуатации был принят как в отношении добывающих, так и нагнетательных скважин.

При таких режимах разработки объем отбора жидкости по каждому из пластов, эксплуатируемых одним фильтром, является экспертной оценкой специалиста разработчика и может быть как близкой к реальной, так и очень далекой. Соответственно, подсчет остаточных запасов по каждому из продуктивных пластов строится на субъективных оценках объемов отборов/нагнетания по пластам.

Можно ли получить обоснование этих оценок и уточнить объем остаточных запасов по каждому из пластов?

На первый взгляд решение этой задачи может быть получено с помощью инструментов геологического и гидродинамического моделирования. А именно, зная начальное распределение пластового давления, фильтрационно-емкостные свойства по каждому из пластов, граничные условия (в том числе режимы отборов/нагнетания по скважинам), с помощью фильтрационных моделей могут быть рассчитаны притоки/оттоки по пластам.

Однако слабым местом в таких рассуждениях является предположение о выдержанности пластов по латерали — из того, что две соседние скважины вскрывают продуктивный пласт, не следует, что они гидродинамически связаны по пласту.

Для решения данной задачи было предложено:

1. Построить локально-усредненную геологическую модель каждого из пластов с неизвестными сопротивлениями между блоками модели.
2. При определенных предположениях решить обратную задачу по выявлению сопротивлений между блоками. Сопутствующим результатом при этом будут расчетные значения объемов отборов/нагнетания по пластам.

Пласт разбивается на блоки (разбиение Вороного [1]), в центре каждого из которых расположена скважина. В модель включаются и те скважины участка, где не вскрыт пласт, для которого строится модель. Таким образом, модель будет содержать активные и пассивные блоки. Такое разбиение значительно упрощает систему уравнений для описания процессов фильтрации и в то же время, как показал опыт решения обратных задач на основе данных по давлениям и отборам, получаемых в режиме онлайн, приводит к достаточно точному решению: фактические и модельные значения давлений близки.

При таком подходе к построению геологической модели в качестве неизвестных, требующих идентификации, выступают проводимости между блоками.

Решение обратной задачи для оценки коэффициентов проводимостей требует наличия фактических значений отборов и забойных давлений по каждой из скважин на некотором временном интервале. К сожалению, эта информация как правило отсутствует — оснащенность реальных месторождений средствами телеметрии крайне низка и, если и присутствует, то только на отдельных скважинах и, в основном, используется как средство для контроля работы оборудования.

Из этого вовсе не следует, что получить некую оценку проводимостей между блоками невозможно. Ведь сама по себе накопленная информация по объемам отборов и нагнетания в разных точках геологического тела в некотором роде определяется структурой этого тела. К примеру, если представить линейный участок пласта в виде: «добывающая скважина 1» — «нагнетательная скважина» — «добывающая скважина 2», а накопленные объемы отборов/нагнетания за достаточно длительный промежуток времени имеют соотношение 70:100:30, то будет справедливым предположение, что проводимость пласта от «нагнетательной скважины» в направлении к «добывающей 1» больше, чем в направлении к «добывающей 2».

Используя приведенные рассуждения в качестве основы, построим модель взаимовлияния между соседними блоками, в центрах которых расположены скважины. Для этого введем понятие потенциала блока (по аналогии с электрическим потенциалом в электростатике), за который примем величину отношения объема отбора/нагнетания по блоку к пористому объему этого блока. Тогда, если обозначить через $\alpha_1(t_0)$, $\alpha_2(t_0)$ потенциалы двух соседних блоков в момент времени t_0, а через $\alpha_1(t_1)$, $\alpha_2(t_1)$ потенциалы в момент времени t_1, то обмен потенциалами, зависящий от сопротивления между блоками λ, может быть описан следующим образом:

$$\alpha_1(t_1)=\frac{1+\lambda}{2}\cdot\alpha_1(t_0)+\frac{1-\lambda}{2}\cdot\alpha_2(t_0),$$
$$\alpha_2(t_1)=\frac{1+\lambda}{2}\cdot\alpha_2(t_0)+\frac{1-\lambda}{2}\cdot\alpha_1(t_0). \quad (1)$$

Из формул (1) следует, что:

а) при отсутствии проводимости между блоками $(\lambda=1)$, обмена потенциалами не будет;
б) при нулевом сопротивлении $(\lambda=0)$ потенциалы сравняются и будут равны полусумме исходных потенциалов.

Потенциал в этом определении является аналогом давления — чем больше закачка в блок и меньше его пористый объем, то давление в блоке будет больше. А обмен потенциалами является аналогом процесса фильтрации — фильтрация идет в направлении от блока с большим давлением к блоку с меньшим.

В соответствии с вышеуказанными

Пласт	Д1а	Д1б1	Д1б2	Д1б3	Д1в	Д1г1	Д1г2	Д1д	Итого
Исходные данные									
закачка	467 529	243 254	521 439	705 281	1 109 219	12 104	408 734	96 827	3 564 387
добыча	-463 316	-124 424	-214 241	-411 977	-855 539	-120 351	-501 324	-10 115	-2 701 288
сумма (абс.)	4 213	118 830	307 198	293 304	253 680	108 248	92 590	86 712	1 264 773
Расчет									
закачка	467 529	243 254	521 439	705 281	1 109 219	12 104	408 734	96 827	3 564 387
добыча	-519 780	-154 726	-308 830	-426 596	-801 750	-76 412	-348 848	-64 345	-2 701 287
сумма (абс.)	52 251	88 528	212 609	278 685	307 469	64 308	59 886	32 482	1 096 218

Таб. 1 — Агрегированные по пластам исходные и расчетные данные
Tab. 1 — Source and calculated data aggregated by oil reservoir

определениями, в отношении одного пласта может быть поставлена следующая задача оптимизации. Требуется найти такие сопротивления между соседними блоками λ_{ij}, $i=1, N$ и $j=1, K_i$, где N — количество блоков, K_i — количество соседних блоков к блоку i, которые минимизируют сумму абсолютных значений потенциалов:

$$\sum abs(\alpha_i(T)) \rightarrow min. \quad (2)$$

Полученное множество сопротивлений между блоками отражает сложившуюся структуру отборов/нагнетания по пласту за исследуемый период времени T. В отсутствии фактических значений давлений в режиме онлайн предложенный подход позволяет дать обоснованную оценку проводимостей между скважинами.

Возвращаясь к исходной задаче определения объемов отборов по пластам, эксплуатируемых одним фильтром, стоит отметить, что, на первый взгляд, задача неразрешима — если неизвестны объемы нагнетания в пласты, то и отборы по пластам могут быть только косвенно оценены по мощности пласта и определенным по ГИС фильтрационно-емкостным свойствам.

Однако если учесть, что:

а) величина объемов нагнетания по каждому из пластов является более достоверной в отличие от отборов, поскольку при одинаковых представлениях о коэффициентах продуктивности пластов для добывающей и нагнетательной скважин, депрессия по нагнетательной скважине рассчитывается точнее (известно забойное давление);

б) всегда имеется ряд нагнетательных и добывающих скважин, эксплуатирующих только один из пластов, а значит информация по отборам/нагнетанию в некотором множестве точек геологического тела нам известна с высокой точностью, тогда задача может быть отнесена к классу обратных задач.

Используя вышеизложенные подходы к определению проводимостей между скважинами, сформулируем следующую оптимизационную задачу: требуется найти такие сопротивления между соседними блоками λ_{ijp}, $i=1, N; j=1, K(i); p=1, P$; где N — количество блоков, K_i — количество соседних блоков к блоку i, P — количество пластов, которые минимизируют сумму абсолютных значений потенциалов:

$$\sum abs(\alpha_i(T)) + \sum abs\,(\sum Q_{ip}(T)-Q_i) \rightarrow min, \quad (3)$$

где Q_{ip} — отбор по пласту p на i-ой скважине, Q_i — отбор по i-ой скважине.

Критерий оптимизации обеспечивает выполнение следующих условий:

— объемы закачки по пласту должны приближаться к объемам отборов;

— сумма притоков по каждому пласту в скважине должна быть равной отбору в целом по этой скважине.

Решение оптимизационной задачи поиска минимума функционала (3) производилось и применением оптимизационного алгоритма на основе кросс-энтропии [2].

Алгоритм был опробован на участке Миннибаевской площади (100 скважин, накопленные объемы отборов/нагнетания за 5 лет), скважины эксплуатируют 8 пластов: Д1а, Д1б1, Д1б2, Д1б3, Д1в, Д1г1, Д1г2, Д1д. Этот участок был выбран по причине наличия телемеханизированного фонда скважин и большого количества эксплуатируемых одновременно пластов. Агрегированные по пластам исходные данные и результаты расчетов представлены в таб. 1.

Результаты расчетов позволяют заключить следующее:

— сравнивая итоговые суммы в третьей и шестой строке, которые представляют из себя разницу между отбором и нагнетанием, видим, что итоговое расчетное значение (1 096 217) меньше, чем аналогичное в блоке исходных данных. Это означает, что алгоритм, как и ожидалось, перераспределяет отборы таким образом, чтобы отборы по пластам с наибольшим нагнетанием были увеличены и наоборот;

— по пластам Д1б3, Д1в оценка отборов по пластам экспертом НГДУ и результаты расчета достаточно близки, в то же время по пластам Д1г1, Д1г2, Д1д разница отборов существенна, что требует переоценки объемов нагнетания по пластам (объемы нагнетания в расчете взяты по картам разработки).

На рис. 1 и 2 представлены расчетные значения объемов отбора/нагнетания по пластам Д1а, Д1б2. Данные расчеты намеренно были произведены на многопластовом

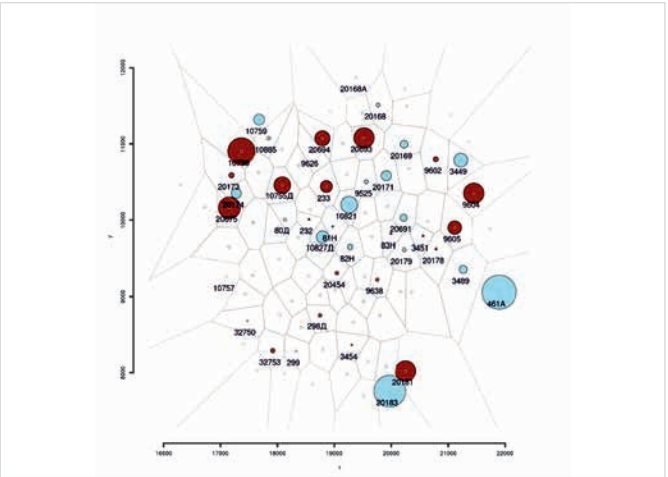


Рис. 1 — Объемы отборов/нагнетания по Д1а Миннибаевской площади
Fig. 1 — Volumes of production/injection on Minnibaevskaya area «Д1а»

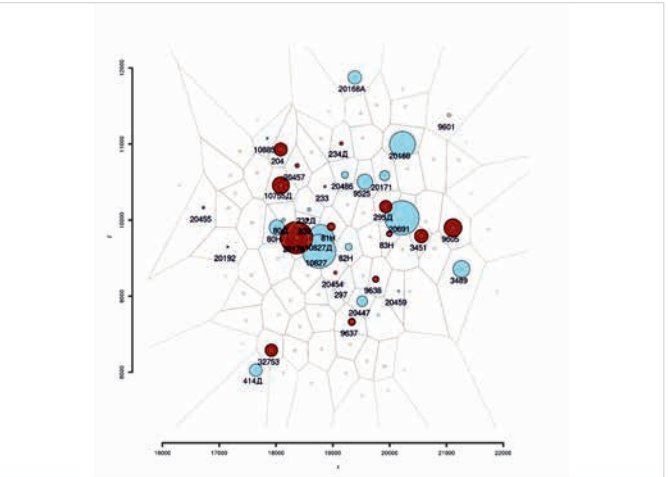


Рис. 2 — Объемы отборов/нагнетания по Д1б2 Миннибаевской площади
Fig. 2 — Volumes of production/injection on Minnibaevskaya area «Д1б2»

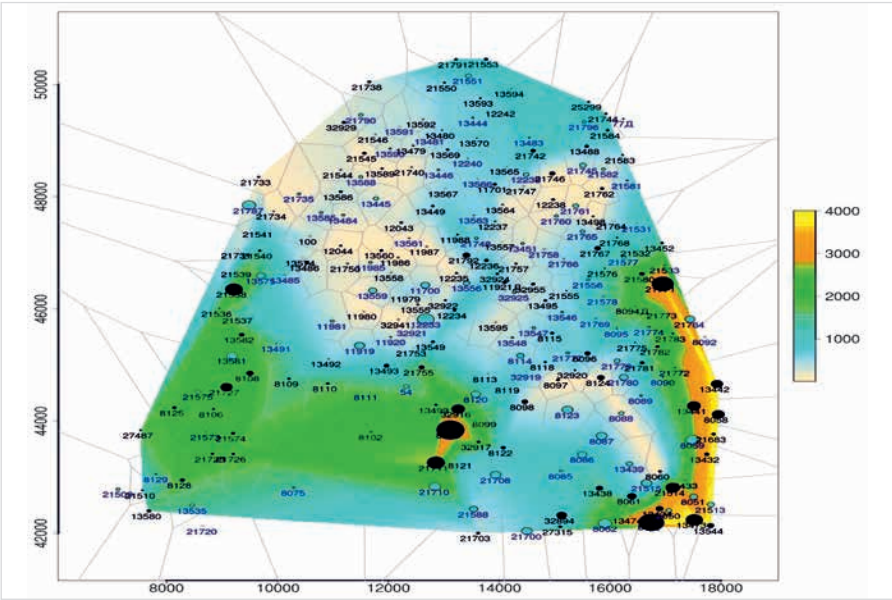


Рис. 3 — Зоны недокомпенсации на 3-м блоке Березовской площади (безразмерная шкала λ сопротивлений представлена цветовым градиентом)
Fig. 3 — Undercompensation zones on the 3rd block of Berezovskaya area (the dimensionless scale of λ resistance is represented by a color gradient)

объекте, где скважины эксплуатируются одним фильтром.

Аналогичные расчеты были сделаны по 3-му блоку Березовской площади. В результате расчетов были получены карты зон недокомпенсации (рис. 3).

Результаты экспериментальных расчетов легли в основу автоматической процедуры выделения групп скважин и выделения зон недокомпенсации, которая была реализована отдельным модулем в реализованном программном инструменте [3].

Например, по результатам проведенных расчетов и анализа данных с помощью программного инструмента на скважине ППД №12239, после получения результатов ГИС о герметичности эксплуатационной колонны и отсутствия заколонных перетоков, был сделан вывод о неэффективности закачки на указанном участке и необходимости ее исключения (перераспределения) [4].

Итоги

Описан и реализован способ идентификации зон непроизводительной закачки.

Выводы

Предложен способ и реализован расчетный алгоритм обнаружения зон недокомпенсации на основе введенного определения потенциала блока (по аналогии с электростатическим потенциалом) и решения оптимизационной задачи минимизации значений потенциалов в блоках и идентификации сопротивлений между ними.

Литература

1. Ф. Препарата, М. Шеймос. Вычислительная геометрия: Введение. М.: Мир, 1989. С. 295.
2. Benham T., Duan Q., Kroese D.P., Liquet B. CEoptim: Cross-Entropy R package for optimization // Journal of Statistical Software, 2017, Vol. 76, issue 8, pp. 1–29.
3. Денисов О.В., Гирфанов Р.Г., Кузьмина А.В. Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть» // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №5. С. 73–77.
4. Закиев Б.Ф., Денисов О.В. Применение статистических методов анализа оперативных данных телеметрии для выработки решений по управлению закачкой в системе ППД // Инженерная практика. 2015. №6-7. С. 12–17.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276+65.011.56

Identification of the undercompensation zones based on analysis of production and injection volumes in the operating well stock

Authors
Oleg V. Denisov — deputy head of department; denisovov@tatneft.ru
Ruslan G. Girfanov — head of department; girfanov_r@tatneft.ru

Bussiness Service Center PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract
The article describes one of the solutions of undercompensation zones identifying issue on the multilayer objects. The solution is based on the construction of a simplified geological model of each layer with unknown resistances between the blocks of the model.
The optimization issue of the fluid volumes distribution for identifiable resistances on single and multilayer objects is solved, by analogy with the redistribution of the electric potential in electrostatics.
On the basis of developed solution, maps of the injection undercompensation were constructed for Minnibaevskaya area and the 3rd block of Berezovskaya area.

Materials and methods
The optimization issue of the fluid volumes distribution for identifiable resistances on single and multilayer objects is solved, by analogy with the redistribution of the electric potential in electrostatics.

Keywords
simplified geological model, multilayer object, identification issue

Results
A method for identifying unproductive injection zones is described and implemented.

Conclusions
The method of detecting undercompensation zones is proposed and the computational algorithm is implemented. The method is based on the introduced definition of a block potential (by analogy with an electrostatic potential) and solving an optimization issue of minimizing the values of potentials in blocks and identifying resistances between them.

References

1. F. Preparata. M. Sheymos. *Vychislitelnaya geometriya: Vvedeniye* [Computational Geometry: An Introduction]. Moscow: Mir, 1989, p. 295.
2. Benham T., Duan Q., Kroese D.P., Liquet B. CEoptim: Cross-Entropy R package for optimization // Journal of Statistical Software, 2017, Vol. 76, issue 8, pp. 1–29.
3. Denisov O.V., Girfanov R.G., Kuz'mina A.V. R*azrabotka informatsionno-analiticheskoy sistemy monitoringa i upravleniya ekspluatatsionnym fondom skvazhin NGDU «Al'met'evneft'»* [The development of informational and analytical system for wells monitoring and control (for Almetyevneft Oil and Gas Production Department)]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 5, pp. 73–77.
4. Zakiev B.F., Denisov O.V. P*rimenenie statisticheskikh metodov analiza operativnykh dannykh telemetrii dlya vyrabotki resheniy po upravleniyu zakachkoy v sisteme PPD* [Application of statistical methods for analyzing the operative data of telemetry for the development of injection control solutions]. Inzhenernaya praktika, 2015, issue 6-7, pp. 12–17.

ГидроРемСервис

От коллектива
ООО ТД Гидроремсервис
и от себя лично поздравляю
всех жителей Башкортостана
со знаменательной датой -
100-летием со дня
образования региона!
Мы желаем родной Республике
развития, процветания и
качественных дорог!

БАШКОРТОСТАН 100 1919 - 2019

Генеральный директор
Равиль Радикович Урманов

Торговый дом «Гидроремсервис» основан в 1991 году и работает на российском рынке спецтехники более 25 лет. Компания является официальным дилером машиностроительного холдинга «РМ-Терекс», профессионально оказывает весь спектр услуг по реализации спецтехники, запасных частей, сервисному обслуживанию. На сегодняшний день в состав ТД «Гидроремсервис» входит пять дилерских центров, расположенных на территории Республики Башкортостан, Республики Татарстан, Оренбургской области и Республики Удмуртия, соответствующих самым высоким стандартам качества. Специалисты способны решить самые сложные задачи потребителя. Поддерживать высокий уровень профессионализма персонала позволяет регулярное обучение и аттестация на заводах изготовителей техники.

Экскаватор-погрузчик TLB825

Машина демонстрирует превосходные эксплуатационные качества, как при езде, так и при работе погрузочным и экскаваторным оборудованием, что делает ее одной из самых эффективных в своем классе. Экскаваторное оборудование оснащено телескопической выдвигаемой рукоятью и гидроконтурами для подключения широкого спектра навесного оборудования.

Экскаваторы серии TX

Экскаваторы серии TX предназначены для выполнения больших объемов земляных работ в дорожном, промышленном и гражданском строительстве, а также при прокладке инженерных коммуникаций в сфере энергетики. Возможность установки различного сменного оборудования (ковши дробильные и просеивающие, гидромолоты, гидровращатели, вибропогружатели, гидроножницы, мульчеры — кусторезы) делают эту машину многофункциональной.

450032, Республика Башкортостан,
Уфа, ул. Петергофская, д. 5, стр.1
+7 (800) 550-96-64 (звонок бесплатный),
8 (347) 240-35-00
www.гидроремсервис.рф, rm-terex.com

ООО "ТД "Гидроремсервис"
официальный дилер

RM | TEREX®

Основные виды продукции

- Экскаваторы-погрузчики
- Колесные и гусеничные экскаваторы
- Автогрейдеры
- Фронтальные погрузчики
- Индустриальные перегружатели

Порошковая сталь Super Duplex 25Cr производства АО «ПОЛЕМА» для решения задач нефтегазовой отрасли

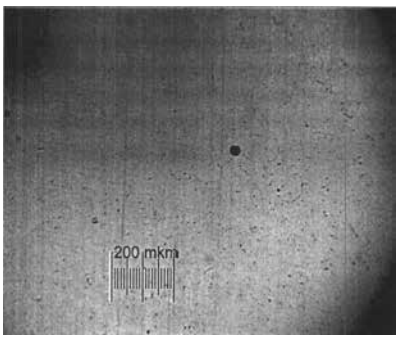
Санкционный запрет на импорт технологий и оборудования по добыче энергоресурсов на шельфе может привести к сокращению объема российской нефтегазодобычи на 10% уже к 2030 году. Изделия сложной формы из супердуплексной стали без сварных швов составляли львиную долю импорта. Тульское предприятие «ПОЛЕМА» решает проблему обеспечения отрасли современными качественными материалами для изготовления таких изделий, помогая сократить разрыв между российскими и зарубежными технологиями добычи.

Результаты испытаний газостатированных образцов порошка марки Super Duplex 25Cr АО «ПОЛЕМА»

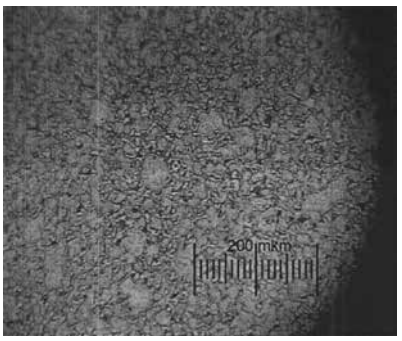
Результаты механических испытаний

Материал	Временное сопротивление σв, МПа	Относительное удлинение, %
ПР-03Х25Н7АМ4Д (ГИП)	845	30,2
ПР-03Х25Н7АМ4Д (ГИП+отжиг)	860	32,7
Требуемые характеристики	750-895	Не менее 25

Микроструктура образца стали ПР-03Х25Н7АМ4Д после ГИП



Образец до травления



Образец после травления

Результаты испытаний на стойкость к питтинговой коррозии ASTM G48 A

Материал	Т, °С	ДхШхВ образца, мм	Потеря массы образца, мг/см²	Примечание
ПР-03Х25Н7АМ4Д После ГИП+Т/О	+50	50,3х25,2х3,3	0,08 - 0,20	Питтинги отсутствуют

Справка о компании

АО «ПОЛЕМА» является лидирующим производителем металлических порошков для 3D-печати, напыления и наплавки в России, опыт предприятия в отрасли составляет практически 60 лет. Завод имеет необходимую технологическую и производственную базу, постоянно ее модернизирует, так в 2018 году был запущен в эксплуатацию новейший цех по производству порошков для аддитивных технологий, имеющий единственное для России оборудование — промышленную установку сфероидизации. Номенклатура предприятия составляет более 250 востребованных марок порошков на основе Fe, Ni, Co, Mo, Ti, Cu и прочих металлов. Уникальной возможностью является производство сферичных порошков тугоплавких металлов.

Собственная исследовательская лаборатория АО «ПОЛЕМА» создает новейшие материалы, отвечающие современным требованиям промышленности. Тульское предприятие активно участвует в программе импортозамещения, помогая снизить зависимость отечественных производителей от иностранных материалов. Новые разработки «ПОЛЕМА» дают решения для стратегического развития отдельных отраслей экономики, в частности, для нефтегазовой отрасли.

Сегодня компания представляет отечественную сталь Super Duplex 25Cr, которая с успехом может заменить импортные аналоги при производстве оборудования для добычи углеводородов на континентальном шельфе в Арктической зоне. Этот порошковый материал позволяет повысить надежность и долговечность изделий, а также уменьшить рабочие сечения деталей машин и конструкций. Разработанный сплав стал альтернативой дорогостоящей аустенитной стали с улучшенными показателями по прочности, стойкости к коррозии, износостойкости, пластичности и вязкости. При этом использование стали Super Duplex 25Cr обеспечивает существенное сокращение издержек потребителя.

Порошковый материал Super Duplex 25Cr производства «ПОЛЕМА» — это высокопрочная коррозионностойкая супердуплексная сталь феррито-аустенитного класса. Ключевой особенностью этого сплава является повышенная устойчивость к коррозии в условиях пониженных температур, что дает возможность изготовления нагруженных деталей и узлов для работы в сложных климатических условиях: экстремально низких температурах, шквалистом ветре, сильном волнении моря, паковых льдов. Новый материал имеет более высокую прочность по сравнению с аустенитными сталями (предел текучести 550 против 200 МПа), лучшее сопротивление к коррозионному растрескиванию, а также устойчивость к кислотным средам.

Сплав Super Duplex 25Cr подходит для производства изделий сложной геометрической и нестандартной формы современными методами (3D и NNS — Near Net Shape), что позволяет сократить количество деталей и свести к минимуму сварные соединения, а также повысить эксплуатационные свойства устройств. Такая сталь применима в условиях комбинированной коррозионной среды с повышенными нагрузками и пониженными температурными параметрами, показывая гораздо лучшие результаты, нежели ближайший аналог — аустенитные стали.

Разработанный АО «ПОЛЕМА» порошковый материал является аналогом сплавов URANUS 52N+, DIN 1.4507, UNS S32552/S32520, ГОСТ 03Х22Н5АМ2 и 03Х24Н6АМ3. Сфера применения материала включает нефтегазовую промышленность, судостроение, морское строительство, химическую и пищевую отрасль. При использовании материал можно наносить как специальное покрытие, а также изготавливать детали методом 3D-печати и горячего изостатического прессования (ГИП).

АО «ПОЛЕМА»
300016 г. Тула
ул. Пржевальского д.3
+7 (4872) 25-06-70
sales@polema.net
www.polema.net

ПМХ

ПОЛЕМА

Металлические порошки

Более 250 видов для наплавки, напыления, 3D и MIM технологий

Хром

Порошки, чешуйки, пластины, распыляемые мишени, испаряемые катоды.
Чистота хрома 99,95-99,99 %

Композиционные материалы

Распыляемые мишени, испаряемые катоды, контакты

Тугоплавкие металлы

Листы, пластины, лодочки, прутки, электроды

АО «ПОЛЕМА»

Тел.: +7 (4872) 25 06 70
Факс: +7 (4872) 25 06 78

300016, Россия, г. Тула,
ул. Пржевальского, д. 3

www.polema.net
www.metholding.ru

УДК 622.276

Механизмы экономико-рентабельного инжиниринга нефтегазовых ресурсов

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10031

Ю.Г. Богаткина
к.т.н., ведущий научный сотрудник
ubgt@mail.ru

Н.А. Еремин
д.т.н., заместитель директора
ermn@mail.ru

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

В условиях цифровой нефтегазовой экономики использование методов аналитических исследований в сфере инвестиционной деятельности нефтяных компаний становится все более важным. В статье рассмотрены механизмы экономико-рентабельного инжиниринга освоения нефтегазовых ресурсов. Создана и апробирована информационно-логическая система «Граф» для экономико-рентабельного моделирования нефтегазовых инвестиционных проектов как в России, так и за рубежом. ИЛС «Граф» контролирует правильность логического вывода на основании базы данных и базы знаний проблемной области с целью комплексной оценки вариантов разработки месторождений нефти и газа на основании знаний экспертов. Актуальность исследования обусловлена необходимостью создания механизмов экономической оценки нефтегазовых ресурсов в условиях динамичного становления цифровой нефтегазовой экономики России.

Материалы и методы
Проблемно ориентированные технико-экономические модели и методы по экономико-рентабельной оценке нефтегазовых инвестиционных проектов; инженерия нефтегазовых знаний и технологий, машинная обработка данных.

Ключевые слова
экономико-рентабельный инжиниринг, цифровой инжиниринг, инжиниринг знаний, цифровая нефтегазовая экономика, нефтегазовые ресурсы; инвестиционный нефтегазовый проект; экономико-математический метод; проектные решения, автоматизированная оценка, технико-экономические показатели, интеллектуальные алгоритмы

Из истории применения информационных систем в нефтегазовом производстве известно, что с помощью компьютерной обработки информации стало возможно значительно ускорить время по сбору, систематизации и обработке данных в прикладных системах по оценке вариантов разработки месторождений нефти и газа [1– 5]. Однако применяемые технологии не позволяли изменять алгоритмы обработки информации в процессе проведения расчетов. К недостаткам проблемно-ориентированных систем следует отнести недостаточную гибкость при решении прикладных задач [2, 5–12].

Отдельно отметим, что оценка нефтегазовых инвестиционных проектов в настоящее время должна основывается на современных подходах инженерии знаний [1, 2, 5, 9–11, 13–15]. В основе этих подходов лежит концепция, которая предполагает выделение из экспертной информации важнейших компонент знаний с целью их оперативного использования. Решение этой задачи должно выполняться инженером по знаниям (инженером-системотехником), который хорошо знает предметную область и принципы системного подхода.

Возникновение концепции инженерии знаний связано с инструментарием центров обработки геоданных (методы, процедуры, алгоритмы), созданием информационных запросов на базе русского технического языка и проведением аналитических расчетов. Основное отличие нефтегазовых знаний от «сырых» геоданных состоит в их структурированности [11–13, 15–23]. Отметим, что под геоданными понимается множество входной геологической, технической, технологической и нормативной информации по вариантам разработки месторождений нефти и газа, а также модели математических расчетов.

Методы инструментальной обработки геолого-промысловой информации и инженерии геознаний положены в основу автоматизированной оценки проектов в нефтегазодобыче [2–5, 8–16, 18–22, 24–38].

Разработанная на основе изложенной концепции система «Граф», позволяет проводить в автоматизированном режиме комплексную оценку нефтегазовых инвестиционных проектов по технологическим вариантам. Двудольные графы в интерактивном интерфейсе служат созданию набора расчетных технико-экономических моделей [2, 6, 7, 15, 39–43, см. рис. 1]. В системе применяются специальные шаблоны. В них поступает информация, которая содержится в банке технологических показателей, формируемом с помощью САПР по разработке месторождений (см. рис. 1, 2, 3, [13]).

Такие показатели, как годовая добыча углеводородного сырья, нагнетание рабочих и химических агентов, эксплуатационный фонд скважин, ввод в эксплуатацию скважин из бурения формируют технологическую часть базы данных (см. рис. 3).

Множество экономических нормативов затрат представлено на рис. 4, 5.

Отметим, что принципы от общего к частному и от частного к общему были использованы при создании базы нефтегазовых знаний.

При моделировании допускается естественная ошибочность ввода информации, что устраняется системой в процессе интерактивного диалога.

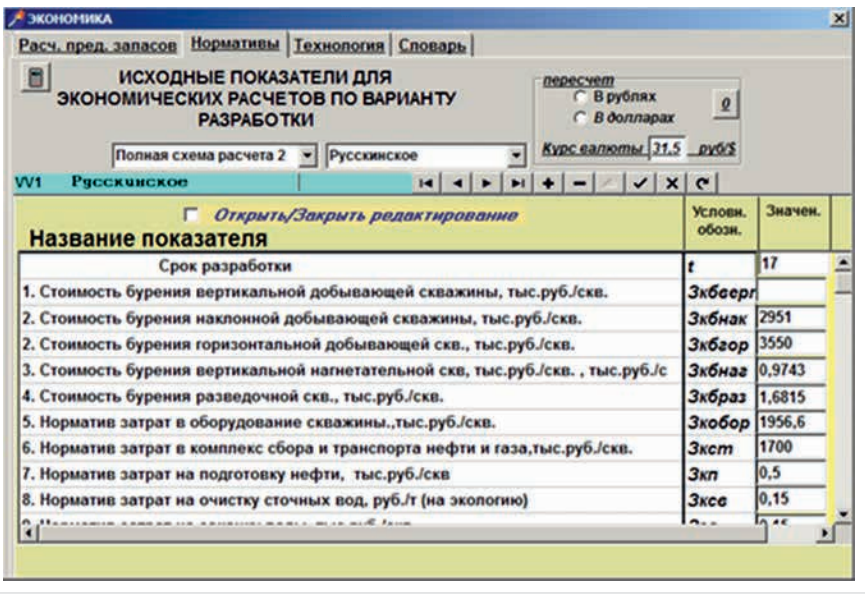


Рис. 1 — Внешний вид базы данных (БД) технико-экономических показателей по нефтегазовому проекту
Fig. 1 — The appearance of the database (DB) of technical and economic indicators for the oil and gas project

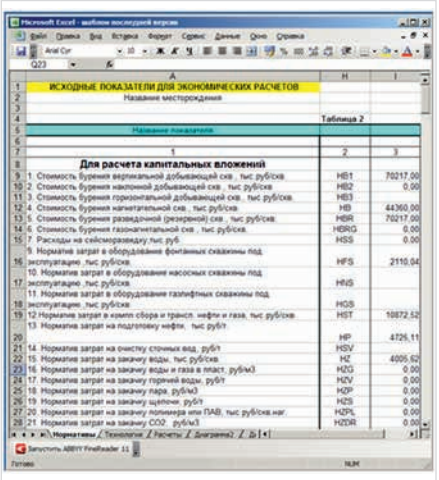


Рис. 2 — Фрагмент опросного шаблона по вводу экономических показателей
Fig. 2 — Fragment of the survey template for entering economic indicators

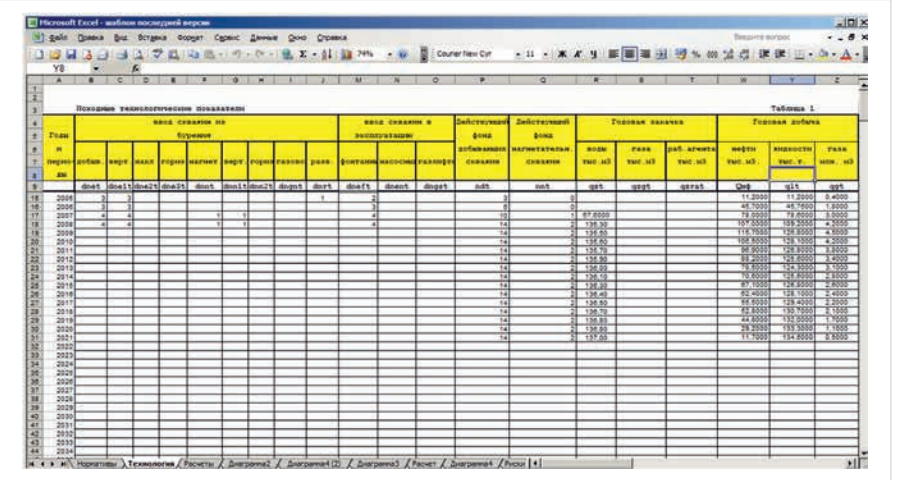


Рис. 3 — Фрагмент опросного шаблона по вводу технологических показателей
Fig. 3 — Fragment of the questionnaire template for entering technological indicators

Системный анализ семантических сетей положен в основу функционирования базы нефтегазовых знаний. Для пользователя важно, что общение с системой основано на профессиональных знаниях эксперта-прикладника.

Структура баз данных и базы знаний показана на рис. 6. Из рисунка видно, что база знаний связана с базой данных технологических показателей и базой данных удельных экономических показателей на основе названий терминальных вершин графов. Отметим, что все налоговые модели стран-недропользователей входят в отдельный блок.

Функционал инструментария интеллектуальной системы «Граф» раскрыт в работе [2].

Каждый расчет в программной среде «Граф» представляется в виде функциональных отношений. Скомпилированный на основе запроса алгоритм является результатом решения прикладной задачи.

ИЛС «Граф» ориентирована на решение двух задач: наполнение базы знаний новыми моделями и проведение технико-экономических расчетов по варианту разработки месторождения. Первый режим ориентирован на интерактивный диалог с экспертами при посредничестве инженера по знаниям. Второй режим предполагает расчет технико-экономических показателей в среде электронных таблиц [15].

Вариант разработки месторождения представляет собой систему из совокупности исходных данных, взятых из анкет-шаблонов, и аналитических формул (алгоритмов), взятых из базы знаний.

Семантическая сеть в активном состоянии осуществляет связь терминальных вершин с исходными геоданными (скаляр, вектор). Кроссовер (планировщик вычислений) осуществляет процесс обработки геоданных и геознаний.

Представим работу системы подробней (см. рис. 7).

На первом шаге производится обращение к базе данных, из которой считываются ссылки имен исходных данных. На втором шаге осуществляется обращение к базе знаний и библиотеке расчетных алгоритмов в результате чего устанавливаются связи с аналитическими алгоритмами и нелинейными процедурами.

Кроссовер анализирует связи между моделями. Выбор расчетных моделей осуществляется на основе алгоритмов сочетаний пар и глубинного поиска. В результате формируется код программы, содержащий имена исходных переменных и расчетный алгоритм. На следующем шаге код расчетной программы сохраняется в памяти. Технико-экономические расчеты осуществляются после активизации кода программы в блоке электронных таблиц.

Итоги

В заключении отметим, что ИЛС «Граф» контролирует правильность логического вывода на основании базы данных и базы знаний проблемной области с целью комплексной оценки вариантов разработки месторождений нефти и газа на основании знаний экспертов. Система использовалась для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов в России: Западная Сибирь, Ханты-Мансийский АНО; Ямало-Ненецкий АНО; Тимано-Печорская НГП, Волго-Уральская область; Казахстан; морские месторождения Сахалина; Азовского и Каспийских морей; за рубежом — Сирия, Ирак, Алжир [7, 15, 25, 39-43].

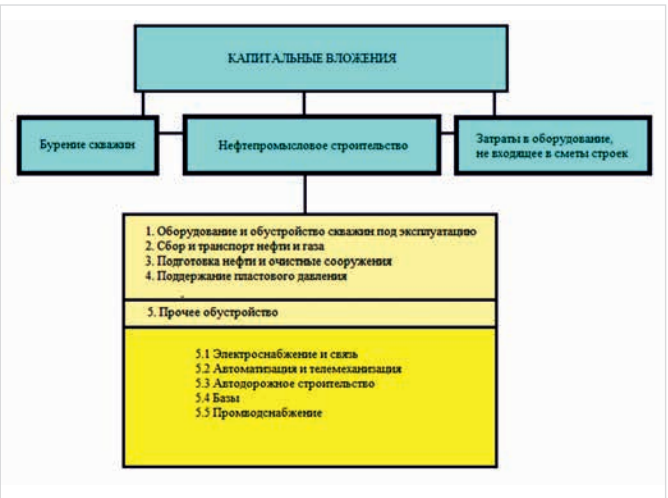


Рис. 4 — Структура БД удельных норм затрат капитальных вложений
Fig. 4 — The structure of the database unit costs of capital investments

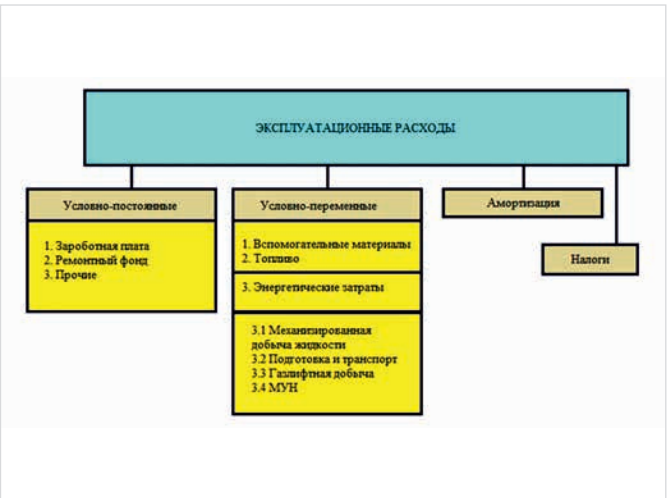


Рис. 5 — Структура БД удельных норм эксплуатационных затрат
Fig. 5 — The structure of the database specific operating costs

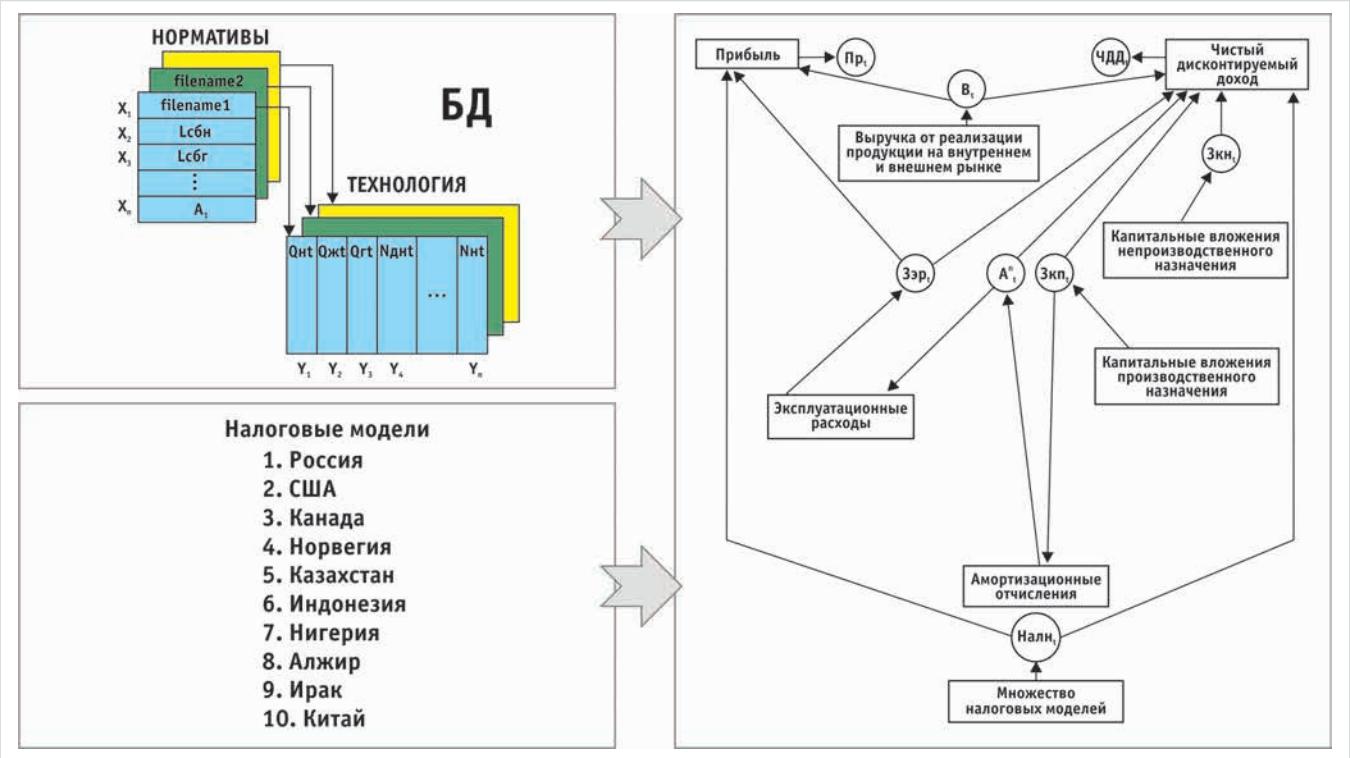


Рис. 6 — Модель взаимодействия БД и БЗ технико-экономических показателей на основе различных налоговых моделей
Fig. 6 — Model of interaction between database and BR of technical and economic indicators based on various tax calculations

Выводы

Система предназначена для создания оптимальных экономико-математических моделей расчетов по вариантам разработки месторождений с учетом использования мирового опыта налогообложения, а также применение интеллектуальных информационных технологий для комплексной технико-экономической оценки показателей в нефтегазовых инвестиционных проектах, что имеет важное народнохозяйственное назначение при составлении технологических схем и проектов разработки месторождений.

Статья выполнена в рамках проекта РАН «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (0139-2018-0006).

Рис. 7 — Структура информационно-логической системы (ИЛС) «Граф»
Fig. 7 —The structure of the information-logical system (ILS) "Graph"

Литература

1. Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 54–58. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-54-58.
2. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Поисковый алгоритм в автоматизированной системе технико-экономической оценки месторождений нефти и газа // Нефтяное хозяйство. 2009. №4. С. 105–107.
3. Chen W., Jiang H., Li J., Jiang S., Yang H., Qiao Y. A New Method for Economic Prediction of Carbonate Reservoirs Based on Expert Library and Small Database. Society of Petroleum Engineers, 2018, June 11. DOI: 10.2118/190868-MS.
4. Egba A.N., Ajienka J.A., Iledare O.O. Economic Decision Making and Risk Analysis for Water and Gas Shut-Off Application. Society of Petroleum Engineers, 2018, August 6. DOI: 10.2118/193500-MS.
5. Jalil J.S.A., Hwa L.B., Chan N., Jeran A. Automation Solutions for a Minimal Facility Offshore Wellhead Platform — Low Cost Low Power Concept. Offshore Technology Conference, 2018, March 20. DOI: 10.4043/28339-MS.
6. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Лындин В.Н. Методика формирования нормативов капитальных вложений в нефтегазовых инвестиционных проектах // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2019. №2. С. 10–15. DOI: 10.33285/1999-6942-2019-2(170)-10-15.
7. Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Сарданашвили О.Н., Лындин В.Н. Экономическая оценка разработки Ольховского месторождения с применением различных налоговых моделей в недропользовании // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2019. №1. С. 14–19. DOI: 10.33285/1999-6942-2019-1(169)-14-19.
8. Hassen R.A., Fulford D.S., Burrows C.T., Starley G.P. Decision-Focused Optimization: Asking the Right Questions About Well-Spacing. Society of Petroleum Engineers, 2018, August 28. DOI: 10.2118/191783-MS.
9. Luo G., Tian Y., Bychina M., Ehlig-Economides C. Production Optimization Using Machine Learning in Bakken Shale. Unconventional Resources Technology Conference, 2018, August 9. DOI: 10.15530/URTEC-2018-2902505.
10. Nwachukwu A., Jeong H., Sun A., Pyrcz M., Lake L.W. Machine Learning-Based Optimization of Well Locations and WAG Parameters under Geologic Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, 2018, April 14. DOI: 10.2118/190239-MS.
11. Ockree M., Brown K.G., Frantz J., Deasy M., John R. Integrating Big Data Analytics into Development Planning Optimization. Society of Petroleum Engineers, 2018, October 5. DOI: 10.2118/191796-18ERM-MS.
12. Pankaj P., Geetan S., MacDonald R., Shukla P., Sharma A., Menasria S., Judd T. Application of Data Science and Machine Learning for Well Completion Optimization. Offshore Technology Conference, 2018, April 30. DOI: 10.4043/28632-MS.
13. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. М.: Наука, 1994. 462 с.
14. Калянов Г.Н. CASE: Структурный системный анализ. М.: Лори, 1996. 242 с.
15. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов: М.: МАКС Пресс, 2016. 148 с.
16. Поспелов Г.С. Искусственный интеллект

— основа новой информационной технологии. М: Наука, 1988. 280 с.
17. Nejadi S., Hubbard S.M., Shor R.J., Gates I. D., Wang J. Optimization of Placement of Flow Control Devices under Geological Uncertainty in Steam Assisted Gravity Drainage. Society of Petroleum Engineers, 2018, November 25. DOI: 10.2118/193364-MS.
18. Sadeed A., Tariq Z., Janjua A.N., Asad A., Hossain, M.E. Smart Water Flooding: An Economic Evaluation and Optimization. Society of Petroleum Engineers, 2018, August 16. DOI: 10.2118/192330-MS.
19. Shirangi M.G., Volkov O., Durlofsky L.J. Joint Optimization of Economic Project Life and Well Controls. Society of Petroleum Engineers, 2018, April 1. DOI: 10.2118/182642-PA.
20. Stark P.F., Bohrer N.C., Kemner T.T., Magness J., Shea A., Ross K. Improved Completion Economics Through Real-time, Fiber Optic Stimulation Monitoring. Society of Petroleum Engineers, 2019, January 29. DOI: 10.2118/194314-MS.
21.Temizel C., Zhiyenkulov M., Ussenova K., Kazhym T., Canbaz C.H., Saputelli L.A. Optimization of Well Placement in WaterfloodsWith Optimal Control Theory Under Geological Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, 2018, September 24. DOI: 10.2118/191660-MS.
22. Ugueto C.G.A., Wojtaszek M., Huckabee P.T., Reynolds A., Brewer J., Acosta L. Accelerated Stimulation Optimization via Permanent and Continuous Production Monitoring Using Fiber Optics. Unconventional Resources Technology Conference, 2018, August 9. DOI: 10.15530/URTEC-2018-2901897.
23. Vincent P., Schaaf T. Reservoir and Economic Uncertainties Assessment for Recovery Strategy Selection: Use of Stochastic Decision Trees. Society of Petroleum Engineers, 2018, June 8. DOI: 10.2118/190858-MS.
24. Буч Г. Объектно-ориентированный анализ и проектирование с примерами приложений на С++. М: Бином, 1998. 550 с.
25. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Многокритериальная оптимизация варианта разработки месторождения в инвестиционном проекте. // Нефтяное хозяйство. 2014. №8. С. 106–109.
26. Adegbite J.O. Modeling, Application, and Optimization of Engineered Water Injection Technology in Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2018, September 24. DOI: 10.2118/194032-STU.
27. Al-Barazi N., Elekhteiar H.M.A., Swapnil B., Sujit B. Implementation of Well Performance Management System WPMS Leads to Significant Cost, Time Reduction. Society of Petroleum Engineers, 2018, December 10. DOI: 10.2118/193667-MS.
28. Al-Ismael M., Awotunde A., Al-Yousef H., Al-Hashim H. A Well Placement Optimization Constrained to Regional Pressure Balance. Society of Petroleum Engineers, 2018, June 8. DOI: 10.2118/190788-MS.
29. Al-Murayri M.T., Hassan A.A., Al-Ajmi N.A., Wartenberg N., Delbos A., Suzanne G. Methodology to Improve Techno-Economic Viability of Surfactant-Flooding in a Shallow Sandstone Heavy Oil Reservoir. Society of Petroleum Engineers, 2018, December 10. DOI: 10.2118/193665-MS.
30. Canchucaja R., Sueiro M. Feasibility of Nitrogen Injection in a Multi-layered Lean Gas Condensate Reservoir. Society of Petroleum Engineers, 2018, October 15. DOI: 10.2118/191652-18RPTC-MS.
31. Cobanoglu M., Shukri I., Omairi R. Assessment of Condensate Recovery Improvement Through Gas and Water Injection: A Case Study for a Large Heavily Depleted Very Rich Gas Condensate Field in the Sultanate of Oman. Society of Petroleum Engineers, 2018, November 12. DOI: 10.2118/192684-MS.
32. Upamali K.A.N., Liyanage P.J., Jang S.H., Shook E., Weerasooriya U.P., Pope G.A. New Surfactants and Cosolvents Increase Oil Recovery and Reduce Cost. Society of Petroleum Engineers, 2018, December 1. DOI: 10.2118/179702-PA.
33. Dagogo O., Iledare W., Humphrey O. Economic Viability of Infil Drilling Program for Marginal Oil Field Development: A Case Study of Sango Field in Nigeria. Society of Petroleum Engineers, 2018, August 6. DOI: 10.2118/193481-MS.
34. Fu J., Wen X.-H. An Assessment of Model-Based Multiobjective Optimization for Efficient Management of Subsurface Flow. Society of Petroleum Engineers, 2018, April 22. DOI: 10.2118/190063-MS.
35. Iyogun C.O., Chen Z. Comparative Simulation Study and Economic Analysis of Thermal Recovery Processes in Athabasca Reservoirs.Society of Petroleum Engineers, 2018, April 22. DOI: 10.2118/190082-MS.
36. Ketavarapu S.R., Sawlikar V., Qabazard A. Process Safety Management Challenges in Heavy Oil Production. Society of Petroleum Engineers, 2018, December 10. DOI: 10.2118/193790-MS.
37. Mustaqeem S.A., Khan M.W.U., Khan M.N., Qazi A.B. Exploitation of Stranded Gas Reservoirs Through Virtual Gas Pipeline in Pakistan - Techno-Economic Analysis. Society of Petroleum Engineers, 2018, January 1. DOI: 10.2118/195661-MS.
38. Qadar S., Khan M.N., Rizwan M. Need for Developing Unitization Regime and Closing Unitization Issues to Optimize the Economics and Reserves of Straddled Reservoirs in Pakistan. Society of Petroleum Engineers, 2018, January 1. DOI: 10.2118/195669-MS.
39. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Экономико-математическая оценка нефтегазового месторождения методом реальных опционов с применением факторов риска // Нефтяное хозяйство. 2015. №2. С. 12–14.
40. Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г. Альтернативный подход к экономической оценке трудноизвлекаемых запасов при проектировании разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. 2005. №10. С. 18–22.
41. Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г, Еремин Н.А. Экономическая оценка месторождений среднего востока по модели BY BACK // Нефтяное хозяйство. 2004. №7. С. 76–77.
42. Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г, Еремин Н.А. Экономическая оценка остаточных запасов нефти и газа одного из месторождений Сирии // Нефтяное хозяйство. 2005. №4. С. 14–17.
43. Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г. Совершенствование системы налогообложения в инвестиционных проектах разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2008. №4. С. 5–8.

UDC 622.276

Mechanisms of economic and profitable engineering of oil and gas resources

Authors
Yulia G. Bogatkina — Ph.D., leading researcher; ubgt@mail.ru
Nikolai A. Eremin — Full Doctor of Sciences, deputy director; ermn@mail.ru

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)

Abstract
In the conditions of the digital oil and gas economy, the use of analytical research methods in the field of investment activities of oil companies is becoming increasingly important. The article discusses the mechanisms of economic and cost-effective engineering for the development of oil and gas resources. The Graf information-logical system was created and tested for economic and profitable modeling of oil and gas investment projects both in Russia and abroad. ILS "Graf" controls the correctness of the logical conclusion on the basis of the database and knowledge base of the problem area in order to comprehensively evaluate the options for the development of oil and gas fields on the basis of expert knowledge. The relevance of the study is due to the need to create mechanisms for the economic assessment of oil and gas resources in the dynamic development of the digital oil and gas economy of Russia.

Materials and methods
Problem-oriented technical and economic models and methods for the economic and cost-effective assessment of oil and gas investment projects; oil and gas engineering and technology engineering; machine data processing..

Keywords
economic-profitable engineering, digital engineering, knowledge engineering, digital oil and gas economy, oil and gas resources; oil and gas investment project; economic and mathematical method; design solutions, automated assessment, technical and economic indicators, intelligent algorithms

Results
In conclusion, we note that ILS Graf controls the correctness of the logical inference based on the database and knowledge base of the problem area in order to comprehensively evaluate the options for developing oil and gas fields on the basis of expert knowledge. The system was used for the economic evaluation of oil and gas investment projects in Russia: Western Siberia, the Khanty-Mansi Autonomous Non-Commercial Organization; Yamalo-Nenets Autonomous Non-Profit Organization; Timan-Pechora NGP, Volga-Ural region; Kazakhstan; Sakhalin offshore fields; The Azov and Caspian seas; abroad — Syria, Iraq, Algeria [7, 15, 25, 39-43].

Conclusions
The system is designed to create optimal economic and mathematical models of calculations for field development options taking into account the use of international taxation experience, as well as the use of intelligent information technologies for a comprehensive technical and economic assessment of indicators in oil and gas investment projects, which has an important national economic purpose field development.
The article was made in the framework of the RAS project “The Fundamental Basis of Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry (0139-2018-0006).

References
1. Abukova L.A., Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A. T*sifrovaya modernizatsiya neftegazovogo kompleksa Rossii* [Digital modernization of Russian oil and gas complex]. NeftyanoeKhozyaystvo, 2017, issue 10, pp. 54-58. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-54-58.
2. Bogatkina Yu.G., Ponomareva I.A., Eremin N.A. P*oiskovyy algoritm v avtomatizirovannoy sisteme tekhniko-ekonomicheskoy otsenki mestorozhdeniy nefti i gaza* [The search algorithm of automated system of a technical and economic estimation of oil and gas fields]. NeftyanoeKhozyaystvo. 2009, issue 4, pp. 105–107.
3. Chen W., Jiang H., Li J., Jiang S., Yang H., Qiao Y. A New Method for Economic Prediction of Carbonate Reservoirs Based on Expert Library and Small Database. Society of Petroleum Engineers, 2018, June 11. DOI: 10.2118/190868-MS.
4. Egba A.N., Ajienka J.A., Iledare O.O. Economic Decision Making and Risk Analysis for Water and Gas Shut-Off Application. Society of Petroleum Engineers, 2018, August 6. DOI: 10.2118/193500-MS.
5. Jalil J.S.A., Hwa L.B., Chan N., Jeran A. Automation Solutions for a Minimal Facility Offshore Wellhead Platform — Low Cost Low Power Concept. Offshore Technology Conference, 2018, March 20. DOI: 10.4043/28339-MS.
6. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G., Eremin N.A., Lyndin V.N. M*etodika formirovaniya normativov kapital'nykh vlozheniy v neftegazovykh investitsionnykh proektakh* [A methodology of standards formation of capital investments in oil and gas investment projects]. Problems of Economics and Management of the Oil and Gas Complex, 2019, issue 2, pp. 10–15. DOI: 10.33285/1999-6942-2019-2(170)-10-15.
7. Bogatkina Yu.G., Eremin N.A., Sardanashvili O.N., Lyndin V.N. E*konomicheskaya otsenka razrabotki Ol'khovskogo mestorozhdeniya s primeneniem razlichnykh nalogovykh modeley v nedropol'zovanii* [Economic evaluation of Olkhovsky field development applying various tax models in subsoil assets use]. Problems of Economics and Management of the Oil and Gas Complex, 2019, issue 1, pp. 14–19. DOI: 10.33285/1999-6942-2019-1(169)-14-19.
8. Hassen R.A., Fulford D.S., Burrows C.T., Starley G.P. Decision-Focused Optimization: Asking the Right Questions About Well-Spacing. Society of Petroleum Engineers, 2018, August 28. DOI: 10.2118/191783-MS.
9. Luo G., Tian Y., Bychina M., Ehlig-Economides C. Production Optimization Using Machine Learning in Bakken Shale. Unconventional Resources Technology Conference, 2018, August 9. DOI: 10.15530/URTEC-2018-2902505.
10. Nwachukwu A., Jeong H., Sun A., Pyrcz M., Lake L.W. Machine Learning-Based Optimization of Well Locations and WAG Parameters under Geologic Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, 2018, April 14. DOI: 10.2118/190239-MS.
11. Ockree M., Brown K.G., Frantz J., Deasy M., John R. Integrating Big Data Analytics into Development Planning Optimization. Society of Petroleum Engineers, 2018, October 5. DOI: 10.2118/191796-18ERM-MS.
12. Pankaj P., Geetan S., MacDonald R., Shukla P., Sharma A., Menasria S., Judd T. Application of Data Science and Machine Learning for Well Completion Optimization. Offshore Technology Conference, 2018, April 30. DOI: 10.4043/28632-MS.
13. Eremin N.A. M*odelirovanie mestorozhdeniy uglevodorodov metodami nechetkoy logiki* [Hydrocarbon field simulation by fuzzy logic methods]. Moscow: Nauka, 1994, 462 p.
14. Kalyanov G.N. C*ASE: Strukturnyy sistemnyy analiz* [CASE: Structural Systems Analysis]. Moscow: Lori, 1996, 242 p.
15. Bogatkina Yu.G., Ponomareva I.A., Eremin N.A. P*rimenenie informatsionnykh tekhnologiy dlya ekonomicheskoy otsenki neftegazovykh investitsionnykh proektov* [Using the information technologies for economic evaluation of oil and gas investment projects]. Moscow: MAKS Press, 2016, 148 p.
16. Pospelov G.S. I*skusstvennyy intellekt — osnova novoy informatsionnoy tekhnologii* [Artificial intelligence is the basis of a new information technology]. Moscow: Nauka, 1988, 280 p.
17. Nejadi S., Hubbard S.M., Shor R.J., Gates I. D., Wang J. Optimization of Placement of Flow Control Devices under Geological Uncertainty in Steam Assisted Gravity Drainage. Society of Petroleum Engineers, 2018, November 25. DOI: 10.2118/193364-MS.
18. Sadeed A., Tariq Z., Janjua A.N., Asad A., Hossain, M.E. Smart Water Flooding: An Economic Evaluation and Optimization. Society of Petroleum Engineers, 2018, August 16. DOI: 10.2118/192330-MS.
19. Shirangi M.G., Volkov O., Durlofsky L.J. Joint Optimization of Economic Project Life and Well Controls. Society of Petroleum Engineers, 2018, April 1. DOI: 10.2118/182642-PA.
20. Stark P.F., Bohrer N.C., Kemner T.T., Magness J., Shea A., Ross K. Improved Completion Economics Through Real-time, Fiber Optic Stimulation Monitoring. Society of Petroleum Engineers, 2019, January 29. DOI: 10.2118/194314-MS.
21. Temizel C., Zhiyenkulov M., Ussenova K., Kazhym T., Canbaz C.H., Saputelli L.A. Optimization of Well Placement in WaterfloodsWith Optimal Control Theory Under Geological Uncertainty. Society of Petroleum Engineers, 2018, September 24. DOI: 10.2118/191660-MS.
22. Ugueto C.G.A., Wojtaszek M., Huckabee P.T., Reynolds A., Brewer J., Acosta L. Accelerated Stimulation Optimization via Permanent and Continuous Production Monitoring Using Fiber Optics. Unconventional Resources Technology Conference, 2018, August 9. DOI: 10.15530/URTEC-2018-2901897.
23. Vincent P., Schaaf T. Reservoir and Economic Uncertainties Assessment for Recovery Strategy Selection: Use of Stochastic Decision Trees. Society of Petroleum Engineers, 2018, June 8. DOI: 10.2118/190858-MS.
24. Buch G. O*b"ektno-orientirovannyy analiz i proektirovanie s primerami prilozheniy na S++* [Object-oriented analysis and design with examples of applications in C ++]. Moscow: Binom, 1998, 550 p.
25. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G., Eremin N.A. M*nogokriterial'naya optimizatsiya varianta razrabotki mestorozhdeniya v investitsionnom proekte* [Multiobjective optimization of the field development variant in an investment project]. Neftyanoe Khozyaystvo, 2014, issue 8, pp.106–109.
26. Adegbite J.O. Modeling, Application, and Optimization of Engineered Water Injection Technology in Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2018, September 24. DOI: 10.2118/194032-STU.
27. Al-Barazi N., Elekhteiar H.M.A., Swapnil B., Sujit B. Implementation of Well Performance Management System WPMS Leads to Significant Cost, Time Reduction. Society of Petroleum Engineers, 2018, December 10. DOI: 10.2118/193667-MS.

28. Al-Ismael M., Awotunde A., Al-Yousef H., Al-Hashim H. A Well Placement Optimization Constrained to Regional Pressure Balance. Society of Petroleum Engineers, 2018, June 8. DOI: 10.2118/190788-MS.
29. Al-Murayri M.T., Hassan A.A., Al-Ajmi N.A., Wartenberg N., Delbos A., Suzanne G. Methodology to Improve Techno-Economic Viability of Surfactant-Flooding in a Shallow Sandstone Heavy Oil Reservoir. Society of Petroleum Engineers, 2018, December 10. DOI: 10.2118/193665-MS.
30. Canchucaja R., Sueiro M. Feasibility of Nitrogen Injection in a Multi-layered Lean Gas Condensate Reservoir. Society of Petroleum Engineers, 2018, October 15. DOI: 10.2118/191652-18RPTC-MS.
31. Cobanoglu M., Shukri I., Omairi R. Assessment of Condensate Recovery Improvement Through Gas and Water Injection: A Case Study for a Large Heavily Depleted Very Rich Gas Condensate Field in the Sultanate of Oman. Society of Petroleum Engineers, 2018, November 12. DOI: 10.2118/192684-MS.
32. Upamali K.A.N., Liyanage P.J., Jang S.H., Shook E., Weerasooriya U.P., Pope G.A. New Surfactants and Cosolvents Increase Oil Recovery and Reduce Cost. Society of Petroleum Engineers, 2018, December 1. DOI: 10.2118/179702-PA.
33. Dagogo O., Iledare W., Humphrey O. Economic Viability of Infil Drilling Program for Marginal Oil Field Development: A Case Study of Sango Field in Nigeria. Society of Petroleum Engineers, 2018, August 6. DOI: 10.2118/193481-MS.
34. Fu J., Wen X.-H. An Assessment of Model-Based Multiobjective Optimization for Efficient Management of Subsurface Flow. Society of Petroleum Engineers, 2018, April 22. DOI: 10.2118/190063-MS.
35. Iyogun C.O., Chen Z. Comparative Simulation Study and Economic Analysis of Thermal Recovery Processes in Athabasca Reservoirs.Society of Petroleum Engineers, 2018, April 22. DOI: 10.2118/190082-MS.
36. Ketavarapu S.R., Sawlikar V., Qabazard A. Process Safety Management Challenges in Heavy Oil Production. Society of Petroleum Engineers, 2018, December 10. DOI: 10.2118/193790-MS.
37. Mustaqeem S.A., Khan M.W.U., Khan M.N., Qazi A.B. Exploitation of Stranded Gas Reservoirs Through Virtual Gas Pipeline in Pakistan - Techno-Economic Analysis. Society of Petroleum Engineers, 2018, January 1. DOI: 10.2118/195661-MS.
38. Qadar S., Khan M.N., Rizwan M. Need for Developing Unitization Regime and Closing Unitization Issues to Optimize the Economics and Reserves of Straddled Reservoirs in Pakistan. Society of Petroleum Engineers, 2018, January 1. DOI: 10.2118/195669-MS.
39. Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G., Eremin N.A. E*konomiko-matematicheskaya otsenka neftegazovogo mestorozhdeniya metodom real'nykh optsionov s primeneniem faktorov riska* [Economic and mathematical estimation of gas field by the method of real options with the risk factors application]. Neftyanoe Khozyaystvo, 2015, issue 2, pp. 11–14.
40. Ponomareva I.A, Bogatkina Yu.G. A*l'ternativnyy podkhod k ekonomicheskoy otsenke trudnoizvlekaemykh zapasov pri proektirovanii razrabotki mestorozhdeniy* [An alternative approach to the economic assessment of tight reserves in the design of field development]. Neftyanoe Khozyaystvo, 2005, issue 10, pp. 18–22.
41. Ponomareva I.A, Bogatkina Yu.G, Eremin N.A. E*konomicheskaya otsenka mestorozhdeniy srednego vostoka po modeli BY BACK* [Economic estimation of Middle East oilfields on BY BACK model]. Neftyanoe Khozyaystvo, 2004, issue 7, pp. 74–75.
42. Ponomareva I.A, Bogatkina Yu.G, Eremin N.A. E*konomicheskaya otsenka ostatochnykh zapasov nefti i gaza odnogo iz mestorozhdeniy Sirii* [Economic evaluation of oil and gas residual reserves of one of deposits of Syria]. Neftyanoe Khozyaystvo, 2005, issue 4, pp. 14–15.
43. Ponomareva I.A, Bogatkina Yu.G. S*overshenstvovanie sistemy nalogooblozheniya v investitsionnykh proektakh razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Improving the tax system in oilfield investment projects]. Neftyanoe Khozyaystvo, 2008, issue 4, pp. 5–8.

PetroLine'A
ООО НПП «ПЕТРОЛАЙН-А»

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

- Система контроля параметров бурения и ремонта скважин ДЭЛ-150
- Система видеорегистрации ДЭЛ-150(В)
- Система контроля загазованности
- Система контроля расхода топлива «Пульсар»
- СКПБ ДЭЛ-150 (СКР) контроль параметров раствора

423801, РФ, Татарстан, г. Набережные Челны
ул. Лермонтова, 53 А
тел./факс +7 (8552) 535-535, 71-74-61
e-mail: main@pla.ru www.pla.ru

Техническая поддержка
бесплатная линия по РФ:
8-800-55-080-56
E-mail: tp@pla.ru

Резьбовая смазка «РУСМА Zn50» с противоизносным эффектом

и другие новинки в линейке смазок для добывающей отрасли

Линейка смазок ООО «ПКФ «РУСМА», предназначенных для бурильного и добывающего оборудования, постоянно пополняется новыми продуктами. Повод для их разработки – обращение в научную лабораторию предприятия нефтедобытчиков и производителей трубной продукции.

Резьбовая смазка «РУСМА Zn50» появилась в каталоге продукции компании «РУСМА» как аналог известной американской смазки. Рецептура и технология производства разработанная в научной лаборатории предприятия, позволила получить высококачественный продукт, ничем не уступающий заокеанскому.

Смазку «РУСМА Zn50» не случайно называют резьбовой смазкой нового поколения. Кроме герметизирующих, антифрикционных и антикоррозионных свойств этот смазочный материал обладает способностью существенно снижать износ резьбы в процессе эксплуатации.

Само название смазки поясняет, что все дело в особом составе: она на 50% состоит из мелкодисперсного цинка и производится без использования меди, свинца и графита. Однако прежде чем кратко пояснить механизм работы цинкового порошка в составе лубриканта, отметим, что в остальном «РУСМА Zn50» проявляет себя как высококачественная классическая резьбовая смазка. Она значительно облегчает свинчивание и развинчивание обсадных колон и насосно-компрессорных труб, бурильных штанг, эффективно снижает трение и вибрации, минимизирует ударную нагрузку на забойные двигатели, прекрасно подходит для использования в буровых коронках, бурильных замках и воротниках буров с высоким крутящим моментом, тяжелым весом, высокой скоростью бурения в тяжелых породах.

Мелкодисперсный цинк превращает резьбовую смазку, полностью соответствующую ГОСТ Р ИСО 13678-2015 / ISO 13678:2010, в смазку противоизносную. Эффект достигается благодаря особому строению кристаллической решетки мягкого металла. Смазки, изготовленные на их основе (к примеру, на основе меди, олова или цинка) способны заполнять все мельчайшие шероховатости на поверхностях трения и создавать защитный слой, надежно защищающий резьбовое соединение от износа в процессе эксплуатации оборудования.

Особая ингибирующая способность резьбовой смазки «РУСМА Zn50» получила очередное подтверждение в результате сравнительных испытаний эксплуатационных свойств резьбовых смазок, проведенных в начале 2019 года самарским НИИ Разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб.

По заявкам постоянных и новых заказчиков «РУСМА» разрабатывает аналоги дорогостоящих импортных смазочных материалов или создает новые смазки для эксплуатации оборудования в особых условиях.

Для испытаний ООО «ПКФ «РУСМА» предоставила три свои продукта: классическую и самую популярную у буровиков резьбовую смазку «РУСМА-1», ее более дешевый аналог «РУСМА-1 API» и «РУСМА Zn50». Эксплуатационные свойства смазок исследовались на образцах замков ЗП-162-89-2, изготовленных по ГОСТ 27834-95.

Испытание замков на износостойкость проводилось на специальном стенде СТС-2500, предназначенном для сборки бурильных, насосно-компрессорных и обсадных труб. В результате при трехсоткратном свинчивании-развинчивании замковых соединений все три смазки проявили себя очень достойно: ни на одном из образцов исследователи не обнаружили повреждений. Смазки «РУСМА» защитили поверхность резьбы от появления сколов, вырывов, выкрашивания металла, задиров и смятия витков, а резьбовые соединения — от прихватов и заеданий. При этом наилучшие показатели по степени износа резьбового соединения были выявлены у смазки «РУСМА Zn50».

Для обслуживания резьбовых соединений, подвергающихся систематическим ударным нагрузкам и демонтажу, имеет большое значение то, что «РУСМА Zn50» объединяет в себе эксплуатационные свойства пластичной и твердой смазки, обладая преимуществами обеих: густая однородная структура смазки позволяет легко и качественно наносить ее на резьбу, обеспечивая наименьший расход, смазка работает в широком температурном диапазоне (от -40 до +150 °С), обеспечивает эффективную защиту резьбы при переменных условиях эксплуатации, предупреждает схватывание, обладает отличной смазывающей способностью и «подпитывает» поверхностный слой резьбы в процессе износа.

За несколько лет, на протяжении которых ПКФ «РУСМА» выпускает противоизносную резьбовую смазку на основе мелкодисперсного цинка, ее уже успели оценить на газовых и нефтяных месторождениях. Две самые новые резьбовые смазки под маркой «РУСМА» были разработаны по заказу партнеров предприятия — трубных заводов. Смазка резьбовая «РУСМА Р-25» — низкотемпературная, устойчивая к воздействию агрессивных сред, производится на основе низкозамерзающих нефтяных масел, что позволяет ей сохранять работоспособность при температурах от -60 до +200 °С.

Смазка резьбовая «РУСМА Р-26» — классическая резьбовая смазка с улучшенными трибологическими характеристиками, работоспособная в температурном диапазоне от -50 до +200 °С. Благодаря ведению в состав дисульфида молибдена эта смазка позволяет свинчивать НКТ без специального антифрикционного покрытия поверхности резьбы (фосфатного, термодиффузионного цинкового и других).

Лаборатория компании «РУСМА» продолжает активную исследовательскую работу в сфере смазочных материалов для добывающей отрасли и готова к поиску оптимальных решений для своих постоянных и новых заказчиков.

РУСМА

ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ РЕЗЬБОУПЛОТНИТЕЛЬНЫХ СМАЗОК

Как сэкономить денежные средства и ресурсы?

Чем заменить дорогие импортные смазки?

Как обеспечить бесперебойную работу оборудования?

Закажите разработку инновационных смазочных материалов специально для решения Ваших задач!

Используйте смазки с улучшенными свойствами: защитными, температурными и трибологическими!

Приобретайте смазки высокого качества, гарантирующие эффективную эксплуатацию, транспортировку и хранение оборудования!

РУСМА: находим смазочные решения

для буровых, промышленного оборудования и техники

Приглашаем к выгодному сотрудничеству!

ПКФ «РУСМА» 192177, Санкт-Петербург, 3-й Рыбацкий проезд, д. 7
Тел.: 8 (800) 234-58-83 (бесплатно для регионов), 8 (812) 707-31-08
e-mail: info@rusma.spb.ru, **www.rusma-spb.ru**

УДК: 622.276

Метод аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ с целью оценки пластового давления

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10025

А.Г. Козубовский
руководитель группы НИР[1]
neo.kom@inbox.ru

М.В. Гурбо
главный специалист группы НИР[1]
neo.kom@inbox.ru

Т.В. Кузьмина
главный специалист отдела гидродинамических исследований скважин[2]
KuzminaTV@tmn.lukoil.com

[1]ЗАО НПО «ИнТЭК», Тюмень, Россия
[2]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия

В статье рассмотрен метод аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ степенной функцией. Показана возможность использования предлагаемой трех коэффициентной регрессионной модели. Описана процедура нахождения оптимальных параметров эмпирической формулы. Обозначены ограничения применения метода.

Материалы и методы
В отличие от существующих схем расчета авторами предложена упрощенная трехпараметрическая регрессионная модель. Для определения параметров модели (коэффициентов) используются общепринятые процедуры линеаризации посредством логарифмирования и преобразования исходных переменных. Результаты вычислений отражены в виде графических иллюстраций и выводов, содержащих сведения от точности оценок.

Ключевые слова
аппроксимация, пластовое давление, гидродинамические исследования, уравнение, линеаризация, числовой ряд, относительная ошибка

Сведения о начальном и текущем пластовом давлении являются важным элементом в общей структуре исходной информации о нефтегазонасыщенном коллекторе, необходимой для реализации научно исследовательских работ и проектов различных уровней в таких областях как, подсчет запасов нефти, газа и конденсата, проектирование, обустройство и контроль разработки продуктивных объектов, создание геолого-технологических моделей природных резервуаров и т.п. Выполнение обозначенных мероприятий, направленных на рациональное и эффективное извлечение углеводородного сырья из недр подразумевает производство широкого спектра инженерных расчетов по определению фильтрационных характеристик пласта, дебитов и коэффициентов продуктивности скважин, обоснованию режимов их эксплуатации, планированию отборов, прогнозу добычи и т.д., требующих в обязательном порядке знание величины пластового давления ($P_{пл}$).

Основным источником данных о пластовом давлении, помимо замеров в пьезометрических скважинах, являются гидродинамические исследования (далее — ГДИ) на нестационарных режимах фильтрации, фиксируемые в виде кривых восстановления-падения забойного давления (далее — КВД-КПД) для фонтанирующих и нагнетательных скважин и восстановления (прослеживания) уровня жидкости (далее — КВУ) или забойного давления в трубном или затрубном пространстве для непереливающих скважин.

Методы определения $P_{пл}$ по результатам интерпретации ГДИ детально рассмотрены в многочисленных публикациях отечественных и зарубежных специалистов. Для всех них единым физико-математическим базисом является решение основного уравнения движения флюидов в пористой среде (диффузии-пьезопроводности). Однако существующие алгоритмы оценок $P_{пл}$ могут считаться достоверными только при выполнении ряда ограничений, главным из которых является то, что все вычисления и выводы будут справедливыми лишь в том случае, если они получены для условий, когда между изменением давления и логарифмом функции времени закрытия наблюдается линейная связь. При этом изменение давления и время закрытия могут быть выражены в различных форматах в зависимости от используемого способа обработки исходных данных.

Правило оценки $P_{пл}$ заключается в экстраполяции выделенного прямолинейного участка до некоторых опорных значений функции времени закрытия, соответствующих уровню пластового давления. Например, для относительного времени Хорнера это будет период идентичный моменту бесконечной остановки скважины. В зависимости от конкретных условий могут вводиться корректировки полученных таким образом значений $P_{пл}$.

Необходимость обязательного наличия линейного участка на преобразованных КВД (КПД), требует выполнения требований к длительности проведения исследований. На сегодняшний день существуют различные приемы выбора необходимого временного интервала для реализации подобных мероприятий. Расчетами и практическими наблюдениями установлено, что при прочих равных условиях для высокопроницаемых коллекторов длительность закрытия скважины до проявления линейности может быть не значительной и варьировать от нескольких минут до нескольких часов. В то же время для низкопроницаемых пластов данный период может составлять недели и даже месяцы.

Последнее обстоятельство является источником существенных затруднений для заказчика работ. Дело в том, что вынужденное прекращение эксплуатации скважины на продолжительный период для производства необходимых замеров влечет за собой потери в добыче углеводородов, что, как правило, не согласуется с коммерческими интересами недропользователя. Чтобы минимизировать подобные риски, он производит «оптимизацию» мероприятий по изучению и контролю над разработкой продуктивного объекта методами подземной газогидродинамики. Поскольку планирование работ осуществляется, как правило, без этапа предварительной оценки возможных сценариев получения конечного результата, суть «оптимизации» сводится к фиксации КВД, КПД, КВУ с недостаточной продолжительностью. Кроме того, ограничение времени исследования может быть обусловлено и иными факторами, такими как: некорректная работа или отказ регистрирующего прибора, возникновение на скважине каких-либо осложнений (например, парафино- или гидрато-образование), негерметичность устьевого оборудования и т.д.

Вышеперечисленные ситуации в зависимости от корпоративной приуроченности и конкретных горно-геологических условий проявляют себя в различной степени. Общим для них является то, что аддитивно они способствуют формированию специфической совокупности исследований, для которых характерен невыход процесса изменения давления за пределы превалирующего влияния ствола скважины. Подобным КВД, КПД, КВУ принято присваивать статус недовосстановленных. Получение необходимых сведений о свойствах пласта посредством интерпретации таких данных традиционными методами невозможно. Анализ фактических материалов показывает, что объем обозначенных некондиционных измерений может быть весьма существенным. Такое состояние дел стимулирует многих специалистов к изысканию возможности их привлечения для выполнения соответствующих оценок, что, исходя из значимости получаемой информации, представляется весьма актуальным.

Известные приемы определения

пластового давления по недовосстановленным КВД, КВД, КВУ различаются по степени простоты, изученности, трудоемкости и точности.

Наиболее сложными, на наш взгляд, являются не стандартные виды анализа исследований на основе метода интегрированных систем. Способ подразумевает объединение моделей гидродинамических параметров скважины, дополнительных априорных сведений и экспертных суждений в единую расчетную конфигурацию [1, 2 и др]. Вычисления выполняются в режиме реального времени, но в различные моменты с сопутствующим определением неизвестных характеристик посредством решения оптимизационных задач. Заключение о завершении работ принимается исходя из признака стабилизации оценок. Утверждается, что такой подход позволяет существенно сокращать временной период производства замеров и повышать точность диагностики $P_{пл}$. При этом следует отметить, что его практическая реализация требует привлечения специализированных процедур системного анализа, адаптивной идентификации, оптимизации функций, методов линейной алгебры, что значительно усложняет алгоритм получения необходимых результатов.

К достаточно простым можно отнести решения, основанные на аппроксимации фактических данных различными функциями, например, показательными, степенными, логарифмическими, полиномиальными и т.п. [3], которые, как правило, не связаны с физической природой изучаемого процесса. На практике используются в основном функции с одной переменной и минимальным количеством параметров (коэффициентов). При этом установлено, что описание ряда измерений полиномами неприемлемо, так как высока вероятность проявления экстремумов и точек перегиба, не характерных для рассматриваемой взаимосвязи анализируемых характеристик. По аналогичной причине не пригодны и сплайн-функции. Наиболее предпочтительным представляется использование монотонно изменяющихся функциональных зависимостей. При этом необходимо заметить, что точность оценок применения таких функций в простейших, классических форматах представления не велика, поскольку они недостаточно чувствительны к многообразной специфике изменений исследуемых значений давления и времени в течение периода замера. В результате достоверность определений искомых величин носит не устойчивый характер.

Следует понимать, что методы аппроксимации не являются результатом решения основного уравнения фильтрации и не могут рассматриваться в качестве равнозначной замены традиционным приемам интерпретации. Тем не менее, при определенных условиях, когда отсутствует необходимая достоверная информация (или ее недостаточно) и существует потребность в оперативных оценках они, несомненно, могут представлять интерес и быть востребованными. Существенным резервом для повышения аутентичности отображения зафиксированной совокупности замеров является привлечение к процессу аппроксимации функций более сложной структуры. В рамках данной статьи рассматривается один из возможных

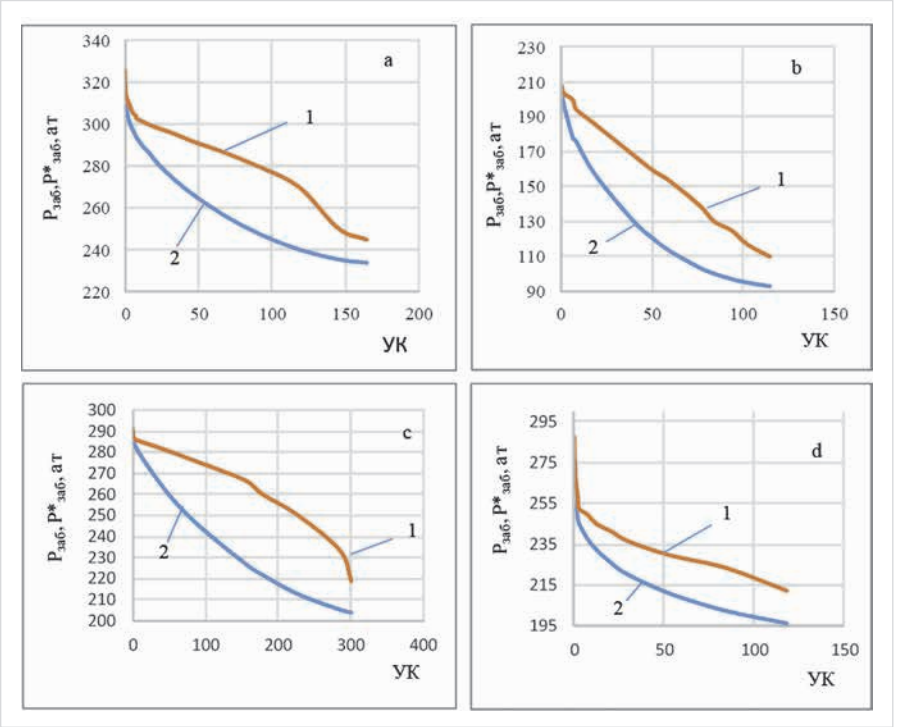


Рис. 1 — Сопоставление исходных (1) и преобразованных (2) соотношений между $P_{заб}$, $P^*_{заб}$ *и* УК*: 1.* $P_{заб}$ — f(УК), *2.* $P^*_{заб}$ — f(УК)

Fig. 1 — Comparison of the original (1) and transformed (2) relations between $P_{bottomhole}$, $P^*_{bottomhole}$ *and Slope: 1.* $P_{bottomhole}$ — f(slope), *2.* $P^*_{bottomhole}$ — f(slope)

методов применения подобных регрессионных моделей.

В предлагаемой последовательности вычислений исходные сведения о зависимости изменения забойного давления от времени используются в формате аналогичном методу Арпса-Смита [4] с той лишь разницей, что функцию $P'=(dP_{заб}/dt)$ и аргумент $P_{заб}$ поменяли местами. Производная давления, P' на графике $P_{заб}$ – f(t) выражается угловым коэффициентом касательной (далее — УК) к анализируемой кривой в конкретной точке и в соответствии с [5] ее можно идентифицировать как функцию роста.

Первичное рассмотрение и систематизация фактического материала показали, что конфигурация графического представления взаимосвязи анализируемых величин ($P_{заб}$ и УК) различна и варьирует от кривых выпуклых вниз до кривых выпуклых вверх (рис. 1, кривые 1). Данный факт может служить причиной определенных осложнений при дальнейшем выборе уравнения регрессии. С целью упрощения последующих вычислений была произведена замена значений $P_{заб}$ на величину расчетного псевдозабойного давления $P^*_{заб}$, зависящего от УК. Такая трансформация выходной переменной позволила унифицировать форму зависимости $P^*_{заб}$ – f(УК) (рис. 1, кривые 2) и упростить алгоритм обработки измерений для оценки параметров описывающей их эмпирической формулы.

Суть положения о нахождении $P_{пл}$ исходя из фактической совокупности зафиксированных $P^*_{заб}$ и УК сводится к определению величины $P^*_{заб}$ при УК равном нулю, поскольку из очевидных геометрических и физических представлений следует, что при нулевом значении аргумента уровень $P^*_{заб} = P_{заб}$, которое в данной точке соответствует пластовому давлению. Озвученный принцип позволил сузить диапазон выбора аппроксимирующих уравнений. В частности, из поискового перечня были исключены логарифмические и параболические функции, так как при УК=0 область их существования не определена. О нежелательности привлечения для данной цели полиномов различных степеней уже было сказано выше.

Авторы остановили свой выбор на степенной зависимости, нашедшей достаточно обширное применение в различных областях статистических методов анализа. Практикой установлено, что наиболее эффективными следует считать эмпирические формулы с количеством коэффициентов не более трех. Большее число параметров вносит значительные осложнения в процедуру идентификации их численных значений. С другой стороны, ранее уже упоминалось, что подобные формулы в простейшем выражении (с двумя коэффициентами) не всегда могут гарантировать получение точного результата в силу их недостаточной чувствительности к высокой вариативности форм изменения исходных данных. Исходя из сказанного, исследовалась возможность использования трехпараметрического уравнения вида:

$$P^*_{заб} = \pm A(УК)^B + C \qquad (1),$$

где $P^*_{заб}$ — выходная переменная;
УК — объясняющая переменная;
A, B, C — коэффициенты.

Знак «+» используется при интерпретации КПД, «-» соответственно, при КВД.

Для оценки констант A, B, C необходимо преобразовать уравнение 1 таким образом, чтобы оно стало линейным относительно аргумента и коэффициентов. Одним из наиболее часто применяемых методов линеаризации является логарифмирование. В конкретном случае такой прием не приводит к желаемому результату. Переход к линейной модели требует подбора соответствующих преобразований переменных. Наиболее очевидны два варианта.

Первый: производится замена $P^*_{заб}$ на

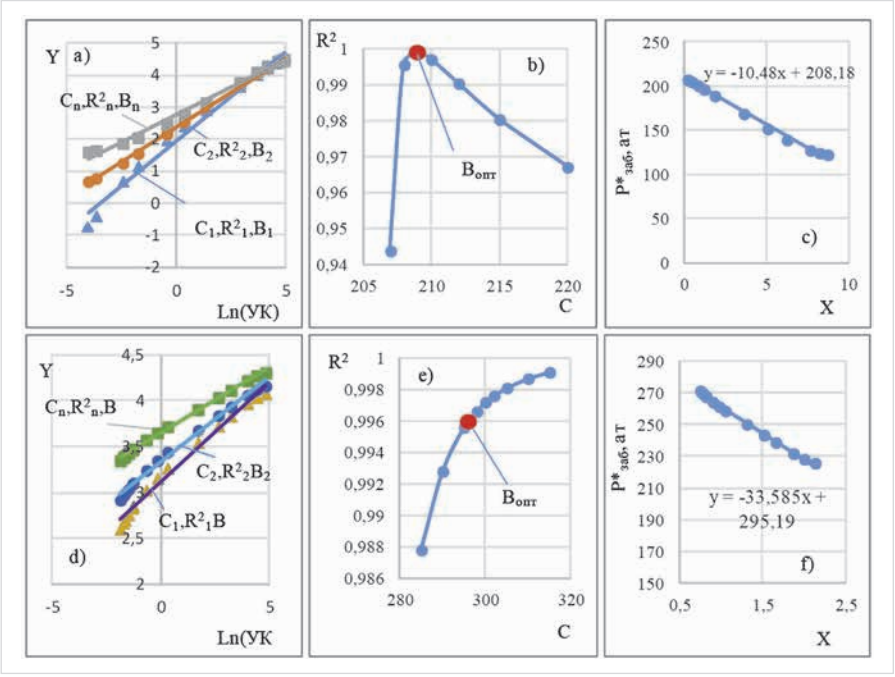


Рис. 2 — Графическая иллюстрация последовательности выполнения расчетов при оценке $P_{пл}$ по предлагаемому методу:
a), b), c) при наличии экстремума функции R^2-f(C)
d), e), f) при отсутствии экстремума функции R^2-f(C)
Fig. 2 — Calculation sequence for estimating reservoir pressure using the proposed method:
a), b), c) when function R^2-f(C) reaches extremum on interval
d), e), f) when function R^2-f(C) doesn't reach extremum on interval

величину $y = (P^*_{заб} - C)$. Последующее логарифмирование полученного выражения и замещение ln(y) на Y позволяет получить линейное соотношение между Y и Ln(УК).

Второй: введение комплекса $X = (УК)^B$. Тогда исходное уравнение принимает линейную форму. Несмотря на простоту рассматриваемых трансформаций, они могут быть практически реализованы лишь при условии, что цифровые представления «B» и «C» известны. Но все дело в том, что они-то, как раз и являются искомыми характеристиками. Это затруднение авторами предлагается устранить методом, суть которого заключается в следующем.

На первом этапе производится последовательное вычисление выражения $y = (P^*_{заб} - C)$ при различных величинах «C». Обязательно должно соблюдаться условие, что «y» не должен быть отрицательным или равен нулю. Максимальный уровень «C» оценивается исходя из числового отображения P*заб в начальной точке анализируемой кривой. Шаг изменения «C» выбирается произвольно. Дальнейшая линеаризация полученных совокупностей соотношений «y» и «УК» посредством логарифмирования позволяет напрямую, без обратных преобразований, получить сведения о коэффициенте «B», рис. 2a, 2d.

На втором этапе осуществляется предварительное тестирование параметра «C» на предмет выбора его наиболее предпочтительного значения. Для этого стоится график зависимости R^2-f(C), где R^2 коэффициент детерминации корреляционной связи между «Y» и «Ln(УК)». В случае, если на нем присутствует положительный экстремум R^2 (рис. 2b), то для производства последующих вычислений определяется уровень «C», соответствующий данной точке исходя из которого, оценивается величина «B». Зафиксированные таким образом «B» и «C» считаются оптимальными — $B_{опт}$ и $C_{опт}$. Если положительный экстремум R^2 на графике отсутствует (рис. 2e), то процедура нахождения оптимума по показателю «C» выполняется в соответствии с рекомендациями [6, 7].

На третьем этапе, используя $B_{опт}$, преобразуют переменную УК к виду $X = (УК)^{B_{опт}}$ и посредством графических построений (рис. 2c, 2f) уточняют параметр «C», цифровое выражение которого в итоге и принимают за оценку пластового давления, $P^*_{пл}$. При этом предполагается, что линейный характер взаимосвязи между $P^*_{заб}$ и «X» имеет место во всем диапазоне изменения аргумента от положительных значений до нуля.

С целью проверки возможности практического использования предлагаемого приема была сформирована выборка из результатов исследований на неустановившихся режимах фильтрации 79 скважин ряда месторождений Западной Сибири с различной геометрией их окончания: вертикальных, наклонно направленных, горизонтальных. Стратиграфическая приуроченность анализируемых объектов варьировала от отложений сеномана до пластов юрского возраста. Характер насыщения исследуемых коллекторов был так же различен. В выборке представлены залежи нефтяные, газоконденсатные и «сухого» газа.

Исходный информационный массив был представлен кривыми трех видов: КВД (35), КПД (26), КВУ (18).

КВД зафиксированы на поисково-разведочных и добывающих скважинах, которые эксплуатировались в режиме фонтанирования. КПД зарегистрированы как на устье, так и на забое нагнетательных скважин. КВУ записаны в добывающих непереливающих скважинах механизированного фонда.

Характерным для выбранных кривых изменения забойного давления являлось то, что они достигли стационарного периода, т.е. были полностью восстановленными.

С целью корректного сравнения величины УК для различных скважин они определялись при одинаковом значении параметра dt. Было установлено, что скорости изменения

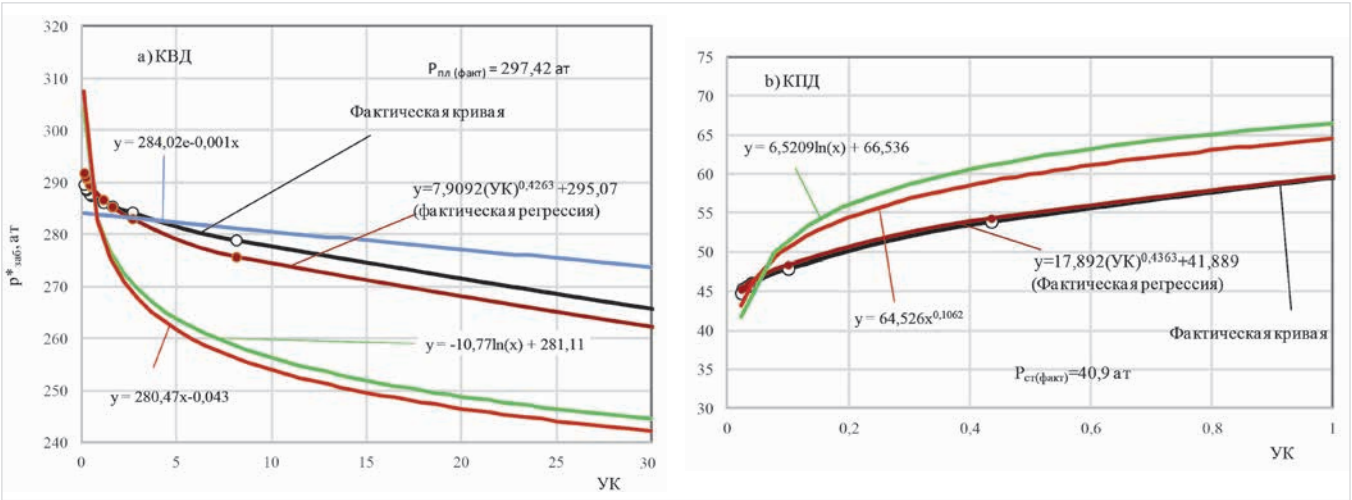


Рис. 3 — Сравнение описания числового ряда предлагаемым методом и простейшими двух коэффициентными функциями в пределах фактических измерений
Fig. 3 — Comparison of numerical series by the proposed method and the simplest two coefficient functions in the range of actual measurements

Рис. 4 — Гистограмма интервального распределения абсолютной величины относительной ошибки оценки пластового давления, $|\delta P^*_{пл}|$

Fig. 4 — Histogram of the interval distribution of an absolute value of relative error of formation pressure estimation, $|\delta P^*_{reservoir}|$

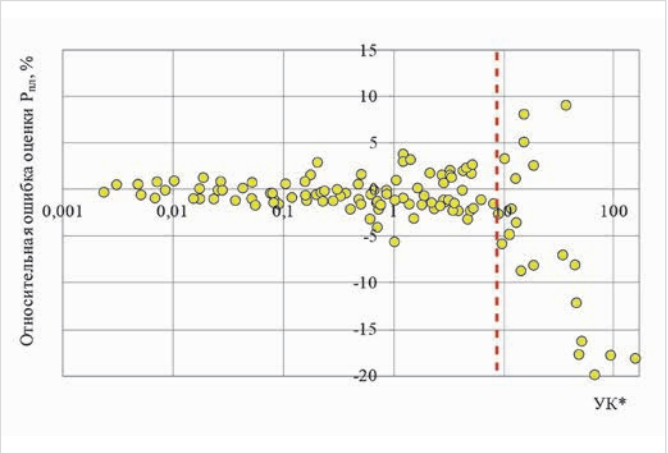


Рис. 5 — Взаимосвязь величины относительной ошибки оценки пластового давления от уровня параметра УК на конечном участке фактической кривой изменения забойного давления во времени

Fig. 5 — Relationship between relative error of reservoir pressure estimation and slope of the final part of the bottomhole pressure curve

функции роста на определенных отрезках временной шкалы конкретного фактического ряда измерений могут отличаться от аналогичного параметра других подобных рядов, в силу чего сведения о исследованиях были разделены на два множества:

1. кривые, у которых угловой коэффициент на начальном участке варьировал от 15 до 350 в размерности [давление/время]. Для динамики изменения забойного давления во времени с такими характеристиками характерно наличие участка с интенсивным ростом $P_{заб}$ сразу же после закрытия скважины («крутые»). Подобные кривые представляли основной объем исходной выборки;

2. кривые, у которых угловой коэффициент на начальном участке изменялся в диапазоне от 1,27 до 8,5 («пологие»). Такая форма присуща коллекторам с низкой проницаемостью и длительным периодом восстановления давления.

В качестве базы сравнения по фактическим данным производился расчет пластового давления в программном комплексе Saphir методом Хорнера. Далее осуществлялось сопоставление базовых величин $P_{пл}$ с его оценкой по предлагаемому способу. Наиболее характерный пример сравнения описания анализируемого числового ряда предлагаемым методом и простейшими функциями с двумя коэффициентами в пределах фактических измерений представлен на рис. 3.

Совокупные результаты вычислений приведены на рис. 4. Из гистограммы интервального распределения абсолютной величины относительной ошибки оценки пластового давления, $|\delta P^*_{пл}|$, выраженной в процентах, видно, что максимальное количество определений $|\delta P^*_{пл}|$ находится в интервале 0,5–2,5%. Данный факт свидетельствует о том, что предлагаемый вид регрессионной модели достаточно адекватно позволяет аппроксимировать процесс восстановления давления при условии наличия сведений о его изменении во всем диапазоне, от $P_{нач}$ до $P_{пл}$.

Присутствие области повышенных значений ошибки (15–25%) объясняется использованием КВД, осложненных неоднородностями различной геологической природы, что предсказуемо предопределило отрицательный результат.

Проблема дефицита необходимых кондиционных измерений пластового давления обусловлена существенным количеством исследований с недостаточной продолжительностью регистрации замеряемых параметров. В связи с этим, интерес представляет изучение возможностей метода в части использования недовосстановленных кривых для оценки $P_{пл}$ с необходимой для технологических расчетов точностью. Для этого была реализована процедура укорачивания исходных зависимостей $P^*_{заб} - f(УК)$ до различных уровней аргумента в последней точке — $(УК^*)$. На сгенерированных таким образом модельных кривых, по оставшейся части численного ряда в соответствии с ранее рассмотренной последовательностью действий производилось вычисление константы «С» (или, что тоже самое, $P^*_{пл}$) эмпирического уравнения.

Для первого множества итог произведенных расчетов в виде графической иллюстрации приведен на рис. 5. Из рисунка следует, что относительная ошибка в определении конечного показателя в интервале изменения углового коэффициента от 0,0023 до 6–8 преимущественно находится в диапазоне ±2,5%, что можно считать результатом с допустимой точностью экстраполяции. Дальнейший рост углового коэффициента приводит к резкому возрастанию относительной ошибки. Отображаемое на рисунке соотношение между $\delta P^*_{пл}$ и $УК^*$ позволяет однозначно выделить критическое значение $УК^*$, равное 6–8, выше которого оценка $P^*_{пл}$ считается неприемлемой.

Для второго множества получены аналогичные результаты. $\delta P^*_{пл}$ варьирует от -1,45 до 2,63% при изменении УК* от 0,0027 до 3,5. Однако незначительный объем выборки, по мнению авторов, не позволяет сделать предметные выводы. Конкретизация заключений требует дополнительного изучения вопроса.

Таким образом, рассмотренные возможности предлагаемого метода, по мнению авторов, дают основание утверждать о допустимости его применения для аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ используемой регрессионной моделью с целью оценки пластового давления. При этом необходимо отметить, что метод не предполагает расчет фильтрационных характеристик пласта.

Метод не соответствует статусу универсального и реализуем в рамках определенных ограничений, превалирующими из которых являются:

- однородность коллектора, не осложненного искусственной трещиноватостью и непроводящими границами различной геометрии и природы;
- отсутствие на исходных КВД, КПД, КВУ, особенно на их конечных участках, не характерных искажений в виде «выбросов», «провалов», «разрывов» в величинах числовых параметров;
- отсутствие на конечных участках КВД, КПД, КВУ искажений, обусловленных проявлением естественной трещиноватости и фазовых превращений;
- ствол скважины в границах пласта может быть вертикальным, наклонно направленным, горизонтальным, но не многозабойным и разветвленно-многоствольным.

Рассмотренный подход может быть использован для:

- реализации специальных технологических вычислений;
- создания дополнительной информационной основы при построении карт изобар;
- обосновании критерия «восстановленности» кривых, как элемента интегрального показателя качества исследований [8] и пр.

Итоги

Рассмотренные возможности предлагаемого метода, по мнению авторов, дают основание утверждать о допустимости его применения для аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ используемой регрессионной моделью с целью оценки пластового давления.

Выводы

Рассмотренный подход оценки пластового давления может быть использован, например, для:

1 .реализации специальных технологических вычислений;

2. создания дополнительной информационной основы при построении карт изобар;
3. обосновании критерия «восстановленности» кривых, как элемента интегрального показателя качества исследований [8] и пр.

Литература

1. Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований с учетом априорной информации // Известия томского политехнического университета. 2010. №5. С. 50–52.
2. Кемерова П.А., Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин адаптивным методом детерминированных моментов давлений // Известия томского политехнического университета. 2011. №5. С. 47–50.
3. Пономарева И.Н. Исследование и совершенствование методов оценки состояния прискважинных зон продуктивных пластов // Автореферат диссертации. Тюмень. 2011.
4. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. 512 с.
5. Саркисян С.А., Каспин В.И., Лисичкин В.А., Минаев Э.С. Теория прогнозирования и принятия решений. М.: Высшая школа. 1977. 351 с.
6. Надикто В., Величко О. Означення точки оптимуму кривої та спосіб іі визначення. Техніка і технології // АПК. 2014. №2 (53). С. 16–18.
7. Величко Е.В., Надыкто В.Т. Определение точек оптимума двух классов двухзонных функций // Инженерный журнал: наука и инновации. 2014. № 5. [Электронный ресурс]. DOI: 10.18698/2308-6033-2014-5-1298.
8. Козубовский А.Г., Ефимов А.Д., Кузьмина Т.В. Использование обобщенной функции желательности Харрингтона для оценки качества гидродинамических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 9. С. 27–30.

UDC 622.276

The method of approximation incomplete recovery of pressure at Build-Up, Pressure Falloff, level recovery to determine reservoir pressure

Authors
Aleksandr G. Kozubovsky — head of research group[1]; neo.kom@inbox.ru
Mikhail V. Gurbo — chief specialist of research group[1]; neo.kom@inbox.ru
Tat'yana V. Kuzmina — chief specialist department well test[2]; KuzminaTV@tmn.lukoil.com

[1]JSC "InTEK", Tyumen, Russian Federation
[2] Tyumen branch of "LUKOIL-Engineering" LLC "KogalymNIPIneft", Tyumen, Russian Federation

Abstract
This paper proposes the method of approximation incomplete recovery of pressure at Well-test. The authors proposes simplified three-parameter regression model. A procedure is described finding optimal parameter of the empirical formula. Limits of applicability are described.

Materials and methods
In contrast to the existing calculation schemes, simplified three-parameter regression model is proposed. To determine the model parameter values (coefficients), conventional linearization procedures are used by means of logarithmization and transformation of the initial variables. The results of the calculations are in the form of graphic illustrations and conclusions containing information from the accuracy of the estimates.

Keywords
approximation, number series, the equation, linearization, relative error, reservoir pressure, well test, Build-Up, Pressure Falloff

Results
According to the authors the proposed method allows to approximate of the incomplete recovery of pressure at Build-Up, Pressure Falloff for to estimate reservoir pressure.

Conclusions
The proposed approach for estimation reservoir pressure can be used, for example, for:
1. special technological calculations;
2. creating an additional information base when building isobar maps;
3. substantiation of the criterion of "restoration" of curves, as an element of the integral indicator of research quality.

References

1. Sergeev V.L., Anikanov A.S. M*etod adaptivnoy identifikatsii gidrodinamicheskikh issledovaniy s uchetom apriornoy informatsii* [The method of adaptive identification of hydrodynamic studies taking into account a priori information]. Izvestia of Tomsk Polytechnic University, 2010, issue 5, pp. 50–52.
2. Kemerova P.A., Sergeev V.L., Anikanov A.S. I*nterpretatsiya nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin adaptivnym metodom determinirovannykh momentov davleniy* [Interpretation of non-stationary hydrodynamic studies of wells by an adaptive method of deterministic pressure moments]. Izvestia of Tomsk Polytechnic University, 2011, issue 5, pp. 47–50.
3. Ponomareva I.N. I*ssledovanie i sovershenstvovanie metodov otsenki sostoyaniya priskvazhinnykh zon produktivnykh plastov* [Research and improvement of methods for assessing the state of the near-wellbore zones of productive layers]. Abstract of the thesis. Tyumen, 2011
4. Erlager R. G*idrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic methods for well testing]. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Studies, 2006, 512 p.
5. Sarkisyan S.A., Kaspin V.I., Lisichkin V.A., Minaev E.S. T*eoriya prognozirovaniya i prinyatiya resheniy* [Theory of forecasting and decision making]. Moscow, High school, 1977, 351 p.
6. Nadikto V., Velichko O. O*znachennya tochki optimumu krivoï ta sposib ii viznachennya. Tekhnika i tekhnologii* [Definition of the point of optimum of the curve and methods of determination. Technique and technology]. AIC, 2014, issue 2 (53), pp. 16–18.
7. Velichko E.V., Nadykto V.T. O*predelenie tochek optimuma dvukh klassov dvukhzonnykh funktsiy* [Determination of the optimum points of two classes of two-zone functions]. Engineering Journal: Science and Innovations, 2014, issue 5. DOI: 10.18698/2308-6033-2014-5-1298.
8. Kozubovskiy A.G., Efimov A.D., Kuz'mina T.V. I*spol'zovanie obobshchennoy funktsii zhelatel'nosti Kharringtona dlya otsenki kachestva gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin* [Using the generalized desirability function of Harrington to assess the quality of hydrodynamic studies of wells]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2015, issue 9, pp. 27–30.

Гидрофобизированный торфоминеральный нефтяной биосорбент «Биосорбонафт»

Биосорбент может применяться для сбора и биоразложения сырой нефти, растительных и смазочных масел, легких и тяжелых нефтепродуктов за исключением сгустившихся мазутов и битумов. Эффективен как для сбора тонких пленок, так и для очистки массивных нефтяных загрязнений.

«Биосорбонафт» состоит из экологически чистого гидрофобизированного тофоминерального нефтяного сорбента («Сорбонафт») и стабилизированной водномасляной эмульсии микроорганизмов-нефтедеструкторов, нанесенной методом распыления.

Данный биосорбент обладает пористой структурой. Масляная эмульсия обеспечивает сохранность клеток микроорганизмов, не утяжеляет частицы сорбента и не уменьшает его сорбционную способность. В качестве биокомпонента, обеспечивающего разрушение нефтепродуктов, используется широкий спектр штаммов-нефтедеструкторов, обладающих избирательной активностью в отношении различных фракций нефти, непатогенных для человека и животных.

Показатель качества, ед. измерения	Значение
Внешний вид и цвет	Порошок коричневого или темно-коричневого цвета
Размер частиц, мм	0,1–5,0
Нефтеемкость (при вязкости нефтепродукта 50 сст и при температуре +20˚С), %	200–500
Плавучесть, сутки, не менее	5
Время образования конгломерата, сек	10–60
Число жизнеспособных клеток микроорганизмов в биосорбенте млн/г, не менее	5
Количество водно-масляной эмульсии биоагента, %, не более	10
Количество угольной добавки, %, не менее	10
Количество смеси семян, %, не менее	10

При сорбции нефтепродуктов в биосорбент собираемые нефтепродукты смешиваются с имеющимся внутри биосорбента маслом. Находящиеся внутри микробные клетки беспрепятственно перемещаются в среде «масло — нефть», при этом часть микробных клеток попадает из сорбента на пятно разлитых нефтепродуктов и разрушает это пятно, находясь вне частицы биосорбента. Биосорбент, вобравший в себя максимальное количество нефтепродуктов, может опуститься на дно водоема. Имеющиеся внутри биосорбента биоагенты уничтожат адсорбированный нефтепродукт. Оставшись без питания биоагенты погибнут, и на дне останется слой торфа. Такой же процесс происходит и при нанесении биосорбента на твердую поверхность.

Биосорбент «Биосорбонафт» выпускается шести марок: марка ВД предназначена для очистки водных поверхностей; марка ПВ — для очистки поверхности и толщи нефтезагрязненной почвы; марка МФ — для очистки нефтезагрязнений в труднодоступных местах (щебень и т.п.); марка ВС — для очистки нефтезагрязнений в толще воды и придонном слое; марка Карбо выпускается с добавкой активированного древесного угля; марка Флора Р — с добавкой смеси семян растений.

Основные свойства биосорбента «Биосорбонафт»: способность осуществлять биодеструкцию сорбированных нефти и нефтепродуктов до нетоксических показателей биотестов; возможность проведения утилизации биосорбента на месте применения для исключения затрат на транспортировку; способность обеспечивать очистку воды и почвы при температурах окружающей среды от -50°С до +50°С (биодеструкцию при температуре от 4°С до 50°С); сохранение сорбционной способности биосорбента под снегом.

Дополнительные услуги специалистов ЗАО «ЦЭИ «Пресс-Торф»:

1. Отбор проб воды и грунта для проведения экспериментальных работ по определению наиболее эффективного состава биосорбента с учетом его активности в отношении нефтезагрязняющих соединений.

2. Для повышения эффективности работ, связанных с ликвидацией последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, осуществлять научное сопровождение, включающее консультации по проведению рекультивационных, агрохимических и фиторемедиационных мероприятий в зависимости от содержания нефтепродуктов в пробах воды и почвы, климатических условий, ландшафтной характеристики загрязненного участка.

Форма выпуска

Гидрофобный торфоминеральный нефтяной биосорбент «Биосорбонафт» упакован в полипропиленовые мешки и дополнительно упакован в транспортную полиэтиленовую упаковку. Вес одного мешка от 10 до 15 кг. Срок хранения — 3 года.

ЦЕНТР ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИНИЦИАТИВ
ПРЕСС-ТОРФ

Руководитель направления «Сорбенты»
ЗАО «ЦЭИ «Пресс-торф»

Чарушин Александр Витальевич
8-982-383-98-12
oil@biosorbent.ru

Гидрофобизированный торфоминеральный нефтяной биосорбент «Биосорбонафт»

УДК: 622.276

Использование кислотного ГРП для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых неоднородных коллекторов каширо-подольских отложений

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10023

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

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

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

Использование в качестве потенциальной базы неразрабатываемых низкопроницаемых карбонатных коллекторов связано с необходимостью активного развития методов извлечения и интенсификации добычи углеводородов. Современный этап характеризуется активным развитием и модификацией методов повышения нефтеотдачи при разработке слабодренированных и малопроницаемых коллекторов. Одним из таких методов является кислотный гидроразрыв пласта и его вариации.

Материалы и методы
На основе анализа практического материала.

Ключевые слова
кислотный гидроразрыв пласта, низкопроницаемые коллектора, повышение нефтеотдачи, КГРП

Современный период характеризуется активным вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, которые приурочены к низкопроницаемым, слабо дренированным коллекторам. Одним из эффективных способов увеличения проницаемости коллекторов может быть кислотный гидравлический разрыв пластов (далее — КГРП).

Имеющийся практический опыт показывает, что использование в слабодренированных карбонатных коллекторах КГРП в комплексе с мероприятиями по увеличению темпа отбора нефти способен повысить добычу за счет того, что происходит увеличение охвата воздействием разрабатываемой залежи, длительное время находящейся в эксплуатации.

Анализ результатов

В середине 2000-х гг. было положено начало ряду опытных работ по кислотному гидроразрыву пласта на месторождениях Удмуртской Республики. Анализ промысловых данных, проведенный с применением критериев целесообразности проведения КГРП, позволил выявить ряд характерных особенностей.

Одной из таких выявленных особенностей был факт приблизительно двукратного превышения эффективности гидроразрыва пласта на скважинах, которые не были вовлечены в список ГТМ примерно на протяжении трех лет, в противоположность скважинам, на которых не проводилось ОПЗ в означенный промежуток. Таким образом, можно сказать, что уровень техногенной нагрузки может косвенно влиять на наличие положительного результата при планировании кислотного гидроразрыва.

Следующая особенность, присущая КГРП, была зарегистрирована при сопоставлении результатов кислотного гидроразрыва и метода воздействия на добывающие скважины посредством соляной кислоты.

Полученный дополнительный прирост добычи при кислотном гидроразрыве был сравним со средним значением дополнительной добычи углеводородного сырья, полученного при обычных СКО, выполненных на аналогичных месторождениях в сходных условиях. Проведенный анализ позволил сформулировать вывод о том, что глубина воздействия на пласт при проведении кислотного гидроразрыва сравнима с глубиной миграции в пласт солянокислотной композиции. За счет поинтервальной работы с пластами воздействия, приросты добычи были получены от ГТМ, проведенных после КГРП.

Также анализ фактических КГРП показал, что скважины, на которых не удалось добиться прироста после проведения ГРП или после последующих ГТМ, характеризуются более низким пластовым давлением (в среднем 73 атм.) в радиусе контура питания скважины (по скважинам, на которых был получен прирост — в среднем 83 атм). Таким образом, можно считать, что пониженное пластовое давление — фактор, который отрицательно влияет на эффективность ГРП.

Следующим особым моментом, на который следует обратить внимание, является то, что длительность полученной после КГРП производительности скважины зависит от стабильности системы «пласт-скважина-насос» и осложнений, которые связаны с большими отборами добываемого флюида, появлением полидисперсных эмульсий с повышенной вязкостью и регистрацией избыточного количества механических примесей в добываемой продукции. Могут проявляться следующие осложнения: рост обводненности продукции скважин, срыв и уменьшение подачи насоса, механический износ в ступенях насосов.

Анализ причин значительного повышения количества воды в добываемой продукции работающих скважин показал, что главным фактором является темп отбора добываемых углеводородов, совершенно не соответствующий потенциальным возможностям разрабатываемого пласта.

В работе приведен анализ мероприятий по осуществлению кислотного гидроразрыва пласта в каширо-подольских отложениях. Данные отложения являются широко распространенными на территории Удмуртской республики. [3]

Объект воздействия представлен серыми, светло-серыми и буровато-серыми кристаллическими известняками с органогенными, пористыми прослоями доломитов. Толщина каширо-подольских отложений от 60 до 90 м. Пористость насыщения составляет от 7 до 25 %, проницаемость от 0,001 до 0,5 мкм2.

При подборе скважин кандидатов существует множество подходов [1]

При выборе кандидатов на воздействие были предложены следующие критерии:

— обводненность продукции скважин не выше 90%;

— достаточная толщина объекта воздействия (от 50 м).

По опытным скважинам, где были проведены работы по осуществлению кислотного гидроразрыва пласта, получен положительный эффект.

Дальнейшее широкое использование предложенного метода может ограничиваться геологическими причинами, присущими для территории Удмуртской республики, что выражается в небольшой толщине нефтесодержащих коллекторов.

Пути совершенствования технологии ГРП

Основным и приоритетным направлением развития технологии ГРП является технология кислотно-проппантного разрыва. В процессе анализа выполненных КГРП на карбонатных коллекторах выявлена определенная закономерность — при отношении пластового давления к гидростатическому меньше 1 эффективность выполнения КГРП (с

№ скв.	Объект воздействия	Текущий способ эксплуатации	Параметры работы текущего объекта				Полученный результат от вовлекаемого объекта		
			Нд, м	нефть, т/сут	ж-ть, м3/сут	воды, %	нефть, т/сут	ж-ть, м3/сут	воды, %
1	Каширо-подольский	ШГН	80	8,5	13,1	35	9,6	22	56
2	Каширо-подольский	ШГН	1192	4,7	9,2	49	7,3	26	72
3	Каширо-подольский	ШГН	193	8,9	15,5	43	8,3	28	70
4	Каширо-подольский	ШГН	938	3,3	10,8	69	5,5	21	73
5	Каширо-подольский	ШГН	1119	2,3	7,9	71	6,1	19	67
6	Каширо-подольский	ШГН	380	7,1	11,5	38	9,8	21	53
7	Каширо-подольский	ШГН	1039	6,3	10,3	38	9,3	24	61

Таб. 1 — Эффект от проведения технологии кислотного гидроразрыва пласта
Tab. 1 — Effect of acid fracturing technology

использованием соляной кислоты различной концентрации) либо мала, либо имеет крайне непродолжительную длительность (эффективность регистрируется на протяжении максимум до 3 месяцев). Данный факт, как правило, связан со скважинами, продуктивный интервал которых сложен относительно мягкими породами (известняками). Это может быть объяснено «схлопыванием» трещин, которые были созданы в ходе КГРП. При низком пластовом давлении значительные величины давления на участки контакта стенок трещины ведут к тому, что они разрушаются и как следствие, снижается их раскрытость.

Осуществление проппантного КГРП в подобных залежах с закачкой очень большого объема проппантной массы, обусловленного необходимостью создания высокопроводящего канала «скважина — удаленная зона», зачастую осложняется рядом геологических и техногенно-геологических факторов (отсутствие перемычек для ограничения роста трещины по высоте, наличие промытых каналов фильтрации, естественная и техногенная трещиноватости коллектора).

Целью проведения кислотно-проппантного разрыва является травление кислотной композицией каналов и червоточин в массиве коллектора с фиксацией полученных путем кислотного воздействия каверн агентом, создающим расклинивающий эффект. Данная технология имеет два пути реализации:

а) формирование путей фильтрации и их равномерное закрепление. Данное технологическое решение направлено к применению на более мягких породах (например, известняки);

б) формирование высокопроводящих каналов с закреплением в прискважинной зоне. Направлено на проведение в глинистых и плотных карбонатных прослоях. В настоящее время идет подбор и опробование кислотных композиций, обладающих комплексом свойств, таких как ингибитор травления и носитель проппанта.

Материалы, полученные на практике, показывают, что при проведении кислотного ГРП карбонатных коллекторов, для эффективной миграции реагента к удаленной зоне необходимо применение ингибиторов кислотных композиций. Необходимо также

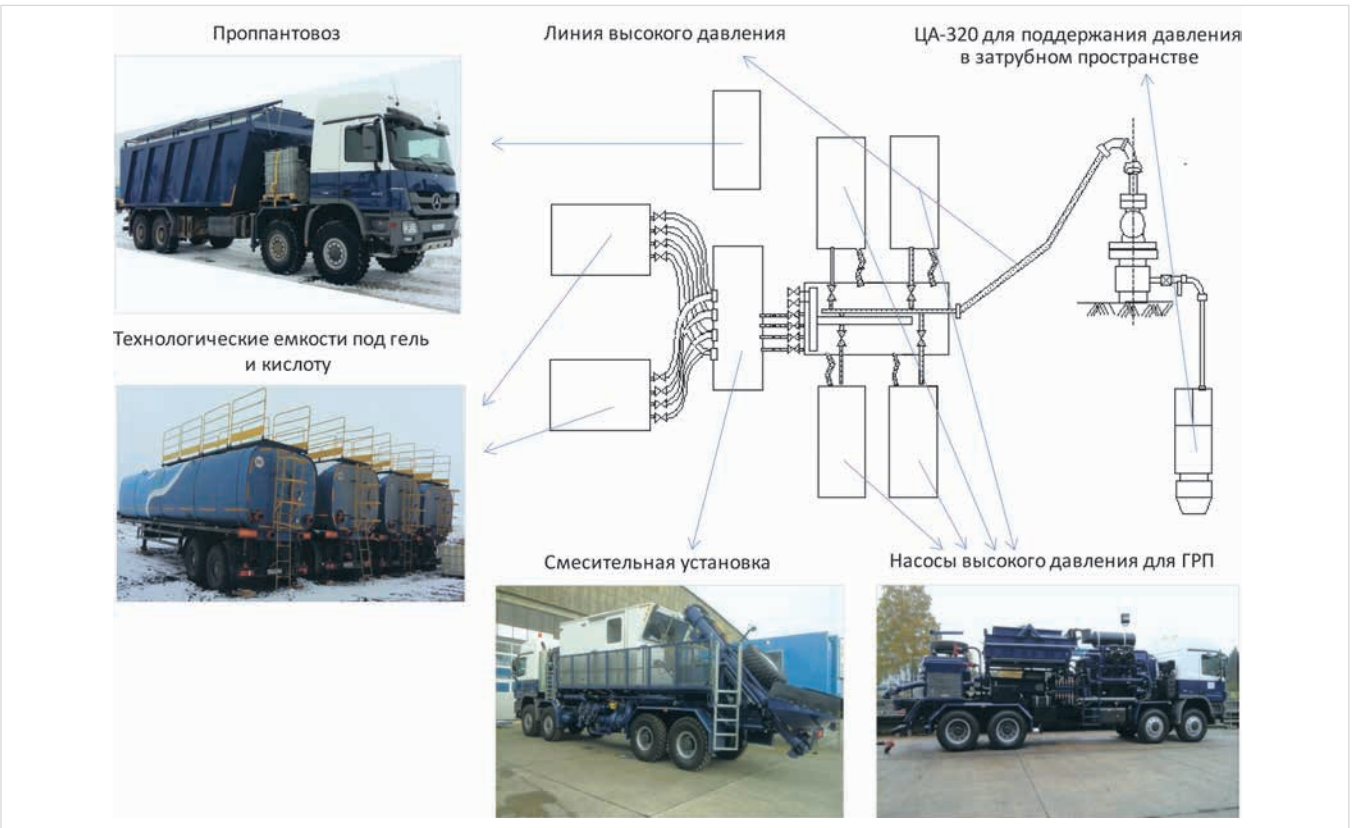


Рис.1 — Схема расстановки оборудования
Fig. 1 — Arrangement of equipment at frag job

учитывать, что большая часть залежей, сложенных карбонатными коллекторами, находится на последней стадии разработки и была подвержена многократным кислотным интервенциям за время добычи углеводородов. Подобное неравномерное воздействие кислотой, как в вертикальном, так и латеральном направлениях, приводит к тому, что каждое последующее солянокислотное воздействие разрушает уже созданные каверны, почти не воздействуя на матрицу породы. Для недопущения подобных явлений в настоящее время осуществляется подбор и лабораторное опробование реагентов-отклонителей для кислоты, которые способствуют формированию более равномерного фронта воздействия кислотным составом.

Все перечисленные исследования направлены на увеличение эффективности воздействия на пласт с целью активизации выработки трудноизвлекаемых запасов. Только постоянное совершенствование технологии КГРП и доработка ее в соответствии с требованиями конкретных геолого-физических свойств пластов позволит получить желаемый результат.

Последующая модификация технологии кислотного ГРП будет проведена в направлении увеличения зоны контактирования создаваемой трещины с пластом воздействия, а также увеличения объема залежи, которая подвергается стимуляции. Считается, что наиболее выраженный эффект от ГТМ можно получить в случае комплексного воздействия при заканчивании скважины и последующем проведении гидроразрыва пласта.

Применяемые в настоящее время при кислотном ГРП технологии дают возможность весьма значительно увеличить величину площади воздействия на породу коллектора за счет значительного роста числа трещин в планируемом под воздействие интервале с использованием разного рода отклонителей КГРП. Так, отклонитель Entage Sequence, который состоит из частиц с возможностью биоразложения, блокирующего на определенный временной промежуток созданные трещины, позволяет проводить инициацию трещины ГРП в других намеченных интервалах. Вследствие этого, в пределах одной сессии ГРП появляется возможность создавать сеть планируемой трещиноватости, которая значительно увеличивает значение площади контакта создаваемой трещины с коллектором. В итоге, продуктивность скважины в коллекторе, характеризующемся низкой проницаемостью, изменяется в сторону увеличения.

Выводы

1. При планировании и осуществлении кислотного гидроразрыва пласта требуется учитывать имевшуюся в течение последних лет техногенную нагрузку в виде провидимых ранее ГТМ.
2. Использование отклонителей и ингибиторов процесса дает значимое увеличение эффективности КГРП.
3. Применение кислотно-проппантного гидроразрыва в условиях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на карбонатных отложениях позволит увеличить проницаемость и рабочую зону ПЗП, а так же снизить скин-эффект.

Литература

1. Салимов О.В., Насыбуллин А.В., Сахабутдинов Р.З., Салимов В.Г. О критериях подбора скважин для гидроразрыва пласта // Георесурсы. 2017. Т.19. №4. Ч.2. С. 368–373.
2. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Влияние твердости карбонатных пород на эффективность кислотного гидроразрыва пластов. Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефти и газа. Всероссийская конференция. Москва, 2011. С. 73–74.
3. Савельев В.А. Нефиегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 208 с.

UDC 622.276

Using acid fracturing for promotion oil recovery of low-permeable heterogeneous reservoirs of Kashiro-Podolsk sediments

Authors
Svetlana B. Kolesova — Ph.D., director; sbk@udsu.ru
Mikhail B. Polozov — Ph.D., associate professor; michael999@inbox.ru

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

Abstract

Use as a potential base for increasing the level of exploration and the subsequent active development of hydrocarbon resources associated with low-permeable carbonate reservoirs is associated with the need to actively develop methods for extracting and then intensifying the development of such deposits. The current stage is characterized by active development and modification of development methods and enhanced oil recovery of weakly drained and low-permeable reservoirs. One of these methods is acid fracturing and variations.

Materials and methods

Based on the analysis of practical material.

Keywords

acidic fracturing, low-permeability reservoir, enhanced oil recovery

Conclusions

1. When planning and implementing acid fracturing, it is required to take into account the technogenic load in recent years in the form of well-tested geological and technical measures.
2. The use of diverters and process inhibitors results in a significant increase in the effectiveness of OGCs.
3. The use of acid-proppant fracturing in the conditions of the Volga-Ural petroleum province on carbonate sediments will increase the permeability and working zone of the PPP, as well as reduce the skin effect.

References

1. Salimov O.V., Nasybullin A.V., Sakhabutdinov R.Z., Salimov V.G. O *kriteriyakh podbora skvazhin dlya gidrorazryva plasta* [On the criteria for the selection of wells for hydraulic fracturing]. Georesources, 2017, V.19, issue 4, p.2, pp. 368–373.
2. Ibatullin R.R., Nasybullin A.V., Salimov O.V. V*liyanie tverdosti karbonatnykh porod na effektivnost' kislotnogo gidrorazryva plastov. Fundamental'nye problemy razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [Effect of carbonate rock hardness on the effectiveness of acid fracturing. Fundamental problems of the development of oil and gas fields]. All-Russian conference. Moscow, 2011, pp. 73–74.
3. Savel'ev V.A. N*efiegazonosnost' i perspektivy osvoeniya resursov nefti Udmurtskoy Respubliki* [Non-petroleum potential and oil resource prospects in the Udmurt Republic]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science, 2003, 208 p.

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

- широкий диапазон мощностей от 5,5 до 200 кВт
- комплектующие известных мировых брендов
- качественный уровень проектирования и производства
- низкие затраты на монтаж и обслуживание
- низкий уровень шума
- высокое качество сжатого воздуха

АО «Бежецкий завод АСО» 171980, г. Бежецк, ул. Краснослободская, д.1

sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru
+7 (48231) 5-65-12
8 (4822) 73-41-17

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

УДК 621.6+539.2/6+519.2

Влияние фактических закономерностей распределения предела текучести стали 17Г1С на коэффициент запаса прочности участков магистрального газопровода

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10029

С.Л. Голофаст
д.т.н., профессор
sgolofast@gazpromproject.ru

ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия

В работе представлены результаты расчета коэффициента запаса прочности для участков магистрального газопровода с учетом случайной природы внешней нагрузки и предела текучести σ_T материала труб разного сортамента. На основе фактических значений коэффициента запаса выполнена оценка текущего уровня надежности участков магистрального газопровода. Обоснована необходимость учета индивидуальных законов распределения предела текучести материала труб различного сортамента, применявшихся на этапе строительства магистрального газопровода, при определении класса безопасности участка.

Материалы и методы
Расчет проектных значений коэффициента запаса для участков магистрального газопровода выполнен на основе строительных норм и правил (СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы). Обработка экспериментальных значений предела текучести, полученных в результате механических испытаний, выполнена на основе методов непараметрической статистики. Оценка фактических значений коэффициента запаса прочности и текущего уровня надежности участков магистрального газопровода выполнена на основе СТО ПАО Газпром 2-2.3-184-2007, а также методов теории вероятности и теории надежности.

Ключевые слова
магистральный газопровод, линейная часть, трубная сталь, предел текучести, надежность, коэффициент запаса прочности

Введение

Решение задачи оценки текущего уровня надежности участков находящегося на этапе эксплуатации магистрального газопровода (далее — МГ) основано на использовании вероятностных методов. Реализация данных методов требует установления закономерностей изменения случайного спектра внешней нагрузки и предельных для материала трубы напряжений. В зависимости от норм расчета в качестве предельных напряжений выбирают предел прочности, предел текучести или предел выносливости. Данные параметры относятся к физико-механическим характеристикам материала трубопровода и имеют случайную природу, которая является причиной различий в закономерностях и пределах изменения этих параметров в зависимости от предприятия-изготовителя, технических условий и стандартов, действовавших на дату выпуска трубной продукции, срока и условий эксплуатации МГ [1, 2, 3, 4]. Вследствие этого фактический уровень надежности линейного участка магистрального газопровода будет определяться индивидуальными закономерностями распределения физико-механических свойств металла труб, применявшихся на этапе строительства или ремонта. Отечественная и зарубежная нормативная документация предполагают принятие нормальных законов распределения для прочностных характеристик в вероятностных методах расчета показателей надежности МГ. Аналогичный подход принят и в научно-технической литературе [5, 6, 7, 8]. Однако для фактических распределений не всегда возможно отнести выборку значений случайных величин, в качестве которых принимаются прочностные характеристики металла труб, к нормальному закону и определить его параметры. При определении несущей способности труб по данным механических испытаний профессор Г.К. Клейн принимал допущение, что распределение прочностных характеристик подчиняется закону Фостера, являющемуся более общим, чем распределение Гаусса. В более поздних исследованиях, результаты которых представлены в работе [9], авторы рекомендуют при описании распределений прочностных характеристик применять более универсальный и гибкий закон Грамма-Шарлье, который в отличие от нормального закона зависит не от двух, а от четырех параметров, таких как среднее значение, среднеквадратическое отклонение, асимметрия и эксцесс. При этом данный закон также не всегда позволяет корректно описать реальный спектр изменения предельных напряжений, что напрямую влияет на достоверность результатов решения задач по оценке фактической надежности и безопасности находящихся на этапе эксплуатации таких потенциально опасных объектов, как магистральные газопроводы.

В настоящей работе приведены результаты исследования влияния различий в закономерностях распределения предела текучести стали 17Г1С и вида закона, принятого при описании данных закономерностей, на величину коэффициента запаса прочности при оценке уровня текущей надежности линейных участков МГ по критерию прочности.

Теоретическая часть

На этапе проектирования участков подземных магистральных газопроводов для обеспечения их надежной и безотказной работы в расчетах на прочность и устойчивость в соответствии со СНИП 2.05.06-85* [10] используют проектные значения коэффициента запаса Кпр, расчет которого производится по формуле:

$$K_{пр} = \frac{n \cdot k_1 \cdot k_н}{m}, \quad (1)$$

где n — коэффициент надежности по внутреннему давлению;

k_1 — коэффициент надежности по материалу труб;

	Класс безопасности участка МГ	Формула для расчета коэффициента запаса
1.	Высокий (проектный)	$К_{пр}$
2.	Средний	$K_4 = \frac{k_1}{6+k_1} \cdot (1+6 \cdot k_n)$
3.	Нормальный	$K_3 = \frac{k_1}{2{,}5+k_1} \cdot (1+2{,}5 \cdot k_n)$
4.	Низкий	$K_2 = \frac{k_1}{1{,}2+k_1} \cdot (1+1{,}2 \cdot k_n)$

* kn — коэффициент перегрузки [5].

Таб. 1 — Формулы для расчета коэффициентов запаса в зависимости от классов безопасности линейных участков МГ
Tab. 1 — Formulas for calculating the safety factors depending on the safety classes of the main gas pipelines linear sections

$k_н$ — коэффициент надежности по назначению трубопровода;

m — коэффициент условий работы трубопровода.

Однако на этапе эксплуатации участков газопроводов вследствие отличия фактических значений механических свойств материала трубы от сертификационных, разницы в прочностных характеристиках основного металла и сварных соединений, учета реальной нагруженности, отклонения оси МГ от проектных положений, наличия дефектов и влияния ряда других случайных факторов, значение фактического коэффициента запаса $K_ф$, как правило, отличается от проектного $K_{пр}$, причем в меньшую сторону.

Сравнение фактических значений коэффициентов запаса прочности участков линейной части магистральных газопроводов с допускаемыми значениями позволяет оценить техническое состояние находящегося в эксплуатации магистрального газопровода и текущий уровень его надежности (класс безопасности).

В соответствии со Стандартом ПАО «Газпром» [5] различают четыре класса безопасности для участков линейной части МГ на этапе эксплуатации:

- высокий (проектный);
- средний;
- нормальный;
- низкий.

Допускаемые значения коэффициента запаса для различных классов безопасности рассчитывают по формулам, приведенным в таб. 1 [5].

С учетом эксплуатационных нагрузок и прочностных характеристик материала трубы, применявшейся на этапе строительства, величина фактического коэффициента запаса для исследуемого участка определяется как частное двух случайных величин s и σ:

$$K_ф = \frac{s}{\sigma}, \quad (2)$$

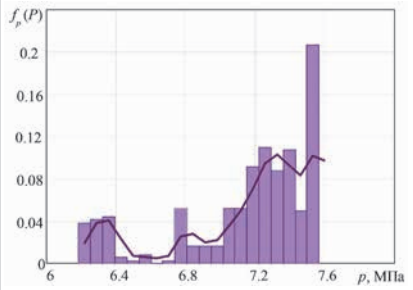
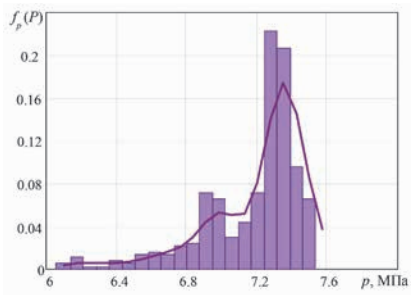
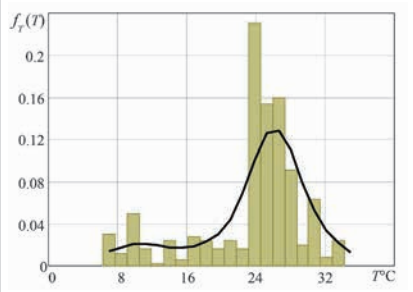
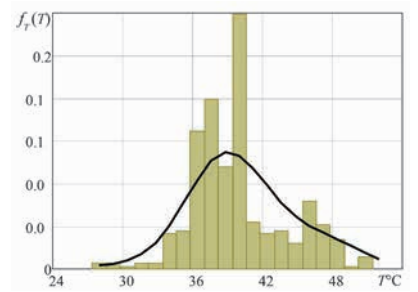
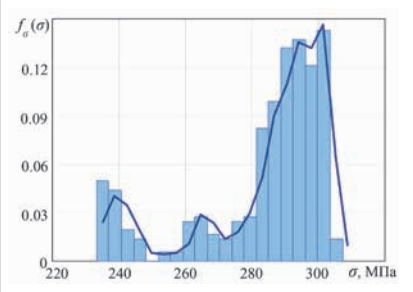
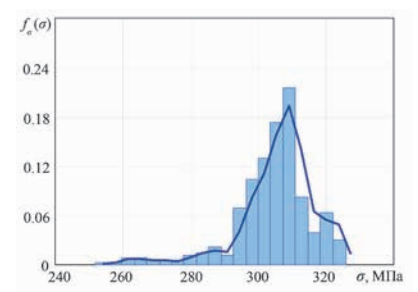
где s — предельные для материала трубы напряжения (МПа), имеющие некоторую функцию плотности распределения вероятности $f_s(s)$, а σ — фактические кольцевые напряжения в трубе (МПа) с функцией плотности распределения $f_\sigma(\sigma)$. В общем случае фактические напряжения, возникающие в стенке трубопровода, определяются на основе известных зависимостей [11]:

$$\sigma = \sigma\left(p, T, D_n, \delta, h, L, \psi\right) \quad (3)$$

где p — избыточное давление в газопроводе (МПа), T — температурный перепад вдоль исследуемого участка МГ $(°C)$, D_n — наружный диаметр трубы (мм), δ — номинальная толщина стенки трубы (мм), h — максимальная глубина дефекта (мм), L — длина дефекта (мм), ψ — коэффициент концентрации напряжений, вызываемый наличием дефекта трубы с размерами h и L.

Очевидно, что при данном подходе фактический коэффициент запаса $K_ф$ будет также является величиной случайной, функция плотности распределения которого $f_{Kф}(K_ф)$ не известна и может быть определена согласно выражения (2) на основании функций $f_s(s)$ и $f_\sigma(\sigma)$.

Реализация изложенного в Стандарте [5] подхода к оценке текущего уровня надежности участков линейной части МГ основана на принятии нормальных законов распределения для внешней нагрузки и прочностных характеристик материала трубы для описания неизвестных функций $f_s(s)$ и $f_\sigma(\sigma)$. При этом результаты оценки прочностной надежности магистральных нефте и газопроводов, представленные в работах [12, 13, 14], свидетельствуют, что такие случайные величины, как избыточное внутреннее давление p и температурный перепад ΔT, определяющие спектр фактических напряжений σ, возникающих в стенке трубопровода, в большинстве случаев имеют не только индивидуальные для каждого участка, но и весьма специфические ассиметричные полимодальные распределения, отнести которые к нормальному закону не всегда корректно, а в ряде случаев невозможно. Примеры таких данных для двух участков линейной части (условно обозначены Участок 1 и Участок 2) магистрального газопровода, расположенного на территории Западной Сибири, приведены в таб. 2 [12].

№	Участок 1	Участок 2
	Гистограммы и функции плотности вероятности избыточного внутреннего давления p	
1.		
	Гистограммы и функции плотности вероятности температурного перепада T	
2.		
	Гистограммы и функции плотности вероятности напряжений σ в стенке трубопровода	
3.		

Таб. 2 — Примеры закономерностей распределения давления, температуры и напряжений в стенке трубопровода для различных участков МГ
Tab. 2 — Examples of patterns of distribution of pressure, temperature and stresses in the wall of the pipe for different main gas pipelines sections

Результаты исследований закономерностей распределения и пределов рассеивания механических характеристик трубных сталей позволяют сделать вывод, что предельные напряжения также имеют весьма специфические распределения, принятие для которых нормальных законов не всегда обосновано. Более того, закономерности распределения данных случайных величин существенно отличаются даже при одинаковых стандартах (технических условиях) на трубную продукцию. В качестве примера на рис. 1 и 2 приведены построенные на основании экспериментальных данных гистограммы частот распределения предела текучести σ_T для материала труб, изготовленных в разные периоды времени из одной и той же стали 17Г1С согласно ТУ 14-3-109-73 на Харцизском ТЗ и Челябинском ТПЗ [3, 4].

В связи с этим на базе аппарата непараметрической математической статистики разработаны методы и алгоритмы, позволяющие для любой случайной величины, принимаемой при решении задач оценки прочностной надежности МГ, получить функцию плотности вероятности вне зависимости от сложности закона ее распределения. Для восстановления на основе выборки значений случайной величины X_i, $i=\overline{1m}$ искомой функции плотности ее распределения $f_X(X)$ в рамках одного из подходов, реализуемых на базе методов непараметрической статистики, функция $f_X(X)$ представляется в виде разложения:

$$f_X(X)=\frac{1}{m\cdot h_X\cdot\sqrt{2\cdot\pi}}\sum_{i=1}^{m}\exp\left[-0{,}5\left(\frac{X-X_i}{h_X}\right)^2\right]\cdot\frac{1}{c_X},\quad(4)$$

где

$$c_X=\frac{1}{m\cdot h_X\cdot\sqrt{2\cdot\pi}}\int_{X_{min}}^{X_{max}}\sum_{i=1}^{m}\exp\left[-0{,}5\left(\frac{X-X_i}{h_X}\right)^2\right]dX,\quad(5)$$

а h_X — параметр сглаживания, определяющий, по каким элементам выборки будет происходить сглаживание и, как следствие, точность получаемых в итоге оценок. Вычисление оптимального значения параметра h_X производится в результате поиска максимума информационного функционала:

$$\max_{h_X} J=\max_{h_X}\left\{\frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}\ln\left[\frac{1}{(m-1)h_X}\sum_{j\neq i}^{m-1}\frac{1}{\sqrt{2\cdot\pi}}\exp\left(-0{,}5\left(\frac{X_i-X_j}{h_X}\right)^2\right)\right]\right\}.\quad(6)$$

Примеры решения на основе изложенного подхода задач оценки прочностной надежности МТ, включая реализацию методик определения функций плотности вероятности $f_s(s)$ и $f_\sigma(\sigma)$ для предельных s и возникающих в стенке трубы вследствие случайного спектра внешних нагрузок фактических напряжений σ, а также функции $f_{K\phi}(K_\phi)$ для коэффициента запаса, подробно рассмотрены в работах [12, 13, 14, 15, 16, 17].

При известной функции $f_{K\phi}(K_\phi)$, для K_ϕ можно рассчитать любые значения квантилей K_ϕ^α путем численного решения уравнения:

$$\int_{K_{\phi\,min}}^{K_\phi^\alpha} f_{K_\phi}(K_\phi)\,dK_\phi=\alpha.\quad(7)$$

Очевидно, что функции плотности вероятности $f_{K\phi}(K_\phi)$ фактического коэффициента запаса K_ϕ, полученные на основании выражения (2) для разных выборок предельных напряжений (в данном случае — предел текучести σ_T), гистограммы которых приведены на рисунках 1 и 2, будут различными. Причем отличие будет определяться не только различием в частотах распределения предела текучести материала труб разных производителей, но видом закона, к которому при обработке будут отнесены выборки экспериментальных значений σ_T при восстановлении искомых функций $f_s(s)$.

Представленная информация свидетельствует о необходимости учета при оценке текущего уровня надежности МГ индивидуальных, в зависимости от производителя и даты выпуска, закономерностях распределения прочностных характеристик материала труб.

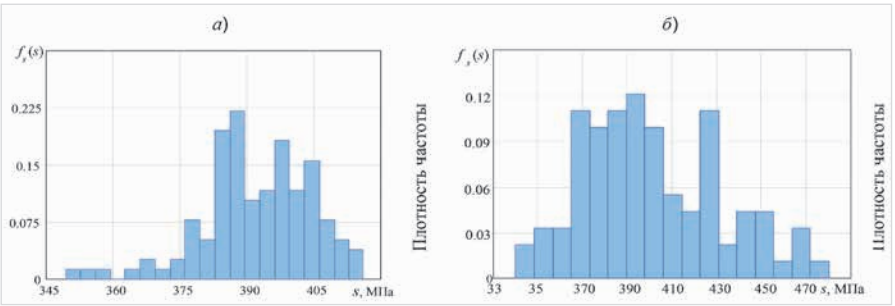


Рис. 1 — Гистограммы частот распределения предельных напряжений для материала труб, изготовленных на Харцизском ТЗ:
а) предел текучести σ_T для материала труб, произведенных до 1975 г.
б) предел текучести σ_T для материала труб, произведенных после 1975 г.

Fig. 1 — Histogram of limit stresses distribution frequencies of the material of pipe manufactured at Khartsizsk Tube Plant:
a) yield strength for pipe material produced before 1975
b) yield strength for pipe material produced after 1975

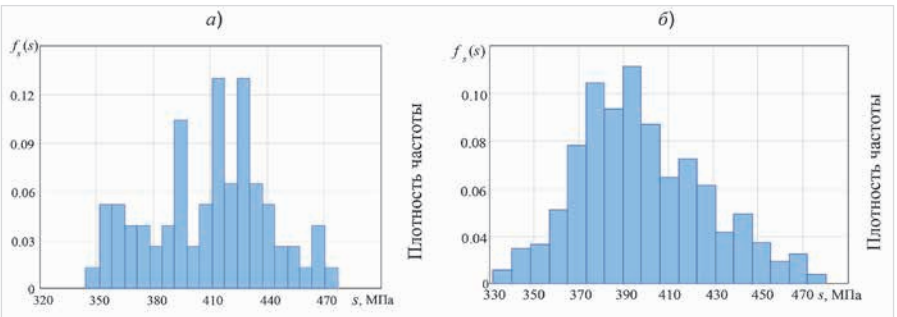


Рис. 2 — Гистограммы частот распределения предельных напряжений для материала труб, изготовленных на Челябинском ТПЗ:
а) предел текучести σ_T для материала труб, произведенных до 1975 г.
б) предел текучести σ_T для материала труб, произведенных после 1975 г.
Fig. 2 — Histogram of limit stresses distribution frequencies of the material of pipe manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant:
a) yield strength for pipe material produced before 1975
b) yield strength for pipe material produced after 1975

1.	Материал трубы	Сталь 17Г1С
2.	Стандарт (технические условия)	ТУ14-3-109-73
3.	Изготовитель трубы	Харцизский ТЗ
		Челябинский ТПЗ
4.	Внешний диаметр трубы	$Dн$ = 1420 мм
5.	Толщина стенки	t = 20 мм
6.	Категория участка	III
7.	Коэффициент надежности по внутреннему давлению	n = 1,1
8.	Коэффициент условий работы	m = 0,9
9.	Коэффициент надежности по материалу труб	k_1 = 1,34
10.	Коэффициент надежности по назначению трубопровода	$k_н$ = 1,1
11.	Нормативное рабочее давление	p = 7,4 МПа

Таб. 3 — Исходные данные для расчета
Tab. 3 — The source data for the calculation

Пример расчета

Оценку влияния случайной природы механических характеристик трубной стали 17Г1С на текущий уровень надежности участка находящегося в эксплуатации магистрального газопровода выполним для исходных данных, приведенных в таб. 3.

На основании данных, представленных в таб. 1, произведем предварительные расчеты.

Определим значение проектного коэффициента запаса $K_{пр}$ по формуле (1):

$$K_{пр}=\frac{n\cdot k_1\cdot k_н}{m}=\frac{1{,}1\cdot1{,}34\cdot1{,}1}{0{,}9}=1{,}8\quad(4)$$

По формулам, приведенным в таб. 1 и данным таб. 3, вычислим допускаемые значения коэффициентов запаса, которые соответствуют классам безопасности, принятым для линейных участков магистральных газопроводов:

$$K_4=\frac{k_1}{6+k_1}\cdot(1+6\cdot k_n)=\frac{1{,}34}{6+1{,}34}\left(1+6\cdot\frac{1{,}1\cdot1{,}1}{0{,}9}\right)=1{,}66\quad(5)$$

$$K_3=\frac{k_1}{2{,}5+k_1}\cdot(1+2{,}5\cdot k_n)=\frac{1{,}34}{2{,}5+1{,}34}\left(1+2{,}5\cdot\frac{1{,}1\cdot1{,}1}{0{,}9}\right)=1{,}52\quad(6)$$

$$K_2=\frac{k_1}{1{,}2+k_1}\cdot(1+1{,}2\cdot k_n)=\frac{1{,}34}{1{,}2+1{,}34}\left(1+1{,}2\cdot\frac{1{,}1\cdot1{,}1}{0{,}9}\right)=1{,}38\quad(7)$$

Решение задачи оценки текущего уровня надежности рассмотрим на примере двух участков МГ Уренгой-Сургут-Челябинск. Первый участок находится на линейной части после компрессорной станции КС-03, а второй — после КС-10. Данные участки имеют одинаковую категорию, но подвержены различному спектру внешней нагрузки, вследствие чего напряжения, возникающие в стенке трубы, имеют различные закономерности и пределы изменения (стр. 3, таб. 2). Расчеты для каждого из участков выполним по двум

вариантам. В первом варианте предположим, что при строительстве рассматриваемых участков применялась труба производства Харцизского ТЗ, а во втором варианте — Челябинского ТПЗ. В качестве предельных напряжений используем выборки экспериментальных данных о пределе текучести $\sigma_{Ti}, i=\overline{1,77}$ и $\sigma_{Tj}, j=\overline{1,116}$ для материала труб каждого из производителей, гистограммы которых представлены на рисунках 1а) и 2а). По каждому варианту выполним расчет коэффициента $K_ф$ для двух случаев. В первом случае для определения функции плотности предельных напряжений $f_s(s)$ примем нормальный закон распределения, параметры которого определены по имеющейся выборке экспериментальных значений σ_T, а во втором функцию $f_s(s)$ восстановим на основе методов непараметрической статистики с учетом фактического закона распределения предела текучести. Таким образом при одинаковом спектре внешней нагрузки и аналогичных геометрических параметрах труб представляется возможность сравнить полученные результаты оценки текущего уровня надежности исследуемых участков в зависимости от закона, принятого для описания выборки значений предела текучести.

Графическая иллюстрация к результатам определения функции плотности предельных напряжений $f_s(s)$ для материала труб производства Харцизского ТЗ в соответствии с рассмотренными выше случаями обработки выборки экспериментальных значений $\sigma_{Ti}, i=\overline{1,77}$ приведена на рис. 3. Аналогичная информация для труб производства Челябинского ТПЗ, полученная на основе статобработки выборки $\sigma_{Tj}, j=\overline{1,116}$, представлена на рис. 4.

Для функций плотности $f_\sigma(\sigma)$ возникающих в стенке трубы напряжений $f_s(s)$, приведенных в 3 строке таб. 2 и предельных напряжений $f_{Kф}(K_ф)$, представленных на рис. 3 и 4, в результате решении задачи (2) получены искомые функции плотности вероятности коэффициента запаса.

Графическая иллюстрация к определению функции $f_{Kф}(K_ф)$ для Участка 1 по первому варианту для каждого расчетного случая приведена на рис. 5, а по второму варианту — на рис. 6. Соответствующая информация для Участка 2 по аналогичным вариантам расчета приведена на рис. 7 и 8.

Сводные данные о результатах расчета квантильных значений коэффициента запаса (при уровне значимости α=0,05) для всех, рассматриваемых в представленном примере вариантов и расчетных случаев, приведены в таб. 4.

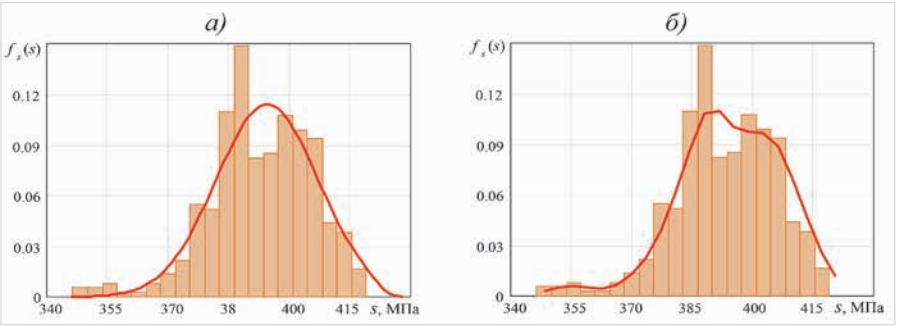


Рис. 3 — Функция плотности предельных напряжений для материала труб производства Харцизского ТЗ:
а) нормальный закон распределения предельных напряжений
б) фактический закон распределения предельных напряжений
Fig. 3 — Limit Stress Density Function of the material of pipe manufactured at Khartsizsk Tube Plant:
a) normal law of the distribution of limit stresses
b) the actual law of the distribution of the limit stress

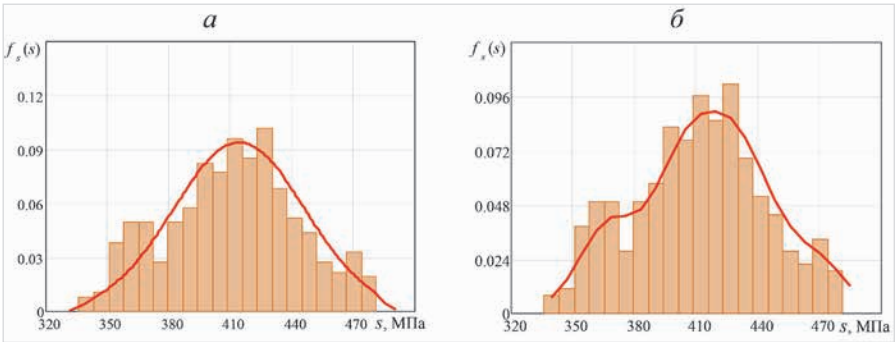


Рис. 4 — Функция плотности предельных напряжений для материала труб производства Челябинского ТПЗ:
а) нормальный закон распределения предельных напряжений
б) фактический закон распределения предельных напряжений
Fig. 4 — Limit Stress Density Function of the material of pipe manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant:
a) normal law of the distribution of limit stresses
b) the actual law of the distribution of the limit stress

№ п/п	Закон распределения предела текучести σ_T	Значение фактического коэффициента запаса прочности $K_ф$			
		Участок 1 (КС - 03)		Участок 2 (КС - 10)	
		Харцизский ТЗ	Челябинский ТПЗ	Харцизский ТЗ	Челябинский ТПЗ
1	Нормальный	1,49	1,59	1,29	1,45
2.	Фактический	1,65	1,75	1,42	1,58

Таб. 4 — Значения коэффициента запаса прочности n для участков МГ*
**исследуемые участки находятся на линейной части МГ после компрессорных станций, которые приведены в таблице*
*Tab. 4 — Values of the safety factor n for main gas pipelines sections**
** study sections are on the linear part of the main gas pipelines after the compressor stations, which are listed in the table*

Анализ результатов

Выполним анализ результатов, представленных на рис. 5–8 и в таб. 4.

Вследствие отличий в закономерностях распределения значений предела текучести материала труб и вида закона, принятого при определении функции плотности вероятности $f_s(s)$ для описания выборки значений предельных напряжений s, функции плотности $f_{Kф}(K_ф)$ коэффициента запаса для каждого рассмотренного в примере варианта и расчетного случая, существенно отличаются. При этом различный спектр внешней нагрузки на каждом из рассматриваемых участков даже при условии применения на этапе строительства труб от одного производителя также является причиной отличий в функциях $f_{Kф}(K_ф)$ для коэффициента запаса прочности на данных участках.

Для Участка 1 при варианте, предполагающем применение на этапе строительства трубы производства Харцизского ТЗ для расчетного случая, когда выборка значений предела текучести при статистической обработке отнесена к нормальному закону (таблица 4), значение коэффициента запаса прочности $K_ф^{0,95}$=1,49. Сравним полученное значение с допускаемыми значениями коэффициента запаса K_2, K_3, K_4, и $K_{пр}$, рассчитанными на основании зависимостей (4–7). Так как K_2=1,38<$K_ф^{0,95}$=1,49<K_3=1,52, то в соответствии с классификацией, приведенной в таблице 1, рассматриваемый участок имеет класс безопасности «низкий».

При этом же варианте расчета для случая, когда обработка выборки значений предела текучести выполнена на основе методов непараметрической статистики, величина коэффициента запаса прочности для Участка 1 составит $K_ф^{0,95}$=1,65. Сравнение полученного значения с предельно допустимыми позволяет оценить класс безопасности данного участка как «нормальный», т.к. K_3=1,52<$K_ф^{0,95}$=1,65<K_4=1,66.

При втором варианте расчета, предполагающим применение на этапе строительства Участка 1 трубы производства Челябинского ТПЗ и отнесение выборки экспериментальных значений предела текучести при статобработке к нормальному закону, расчетная

величина коэффициента запаса $K_ф^{0,95}$=1,59. Так как K_3=1,52<$K_ф^{0,95}$=1,59<K_4=1,66, то класс безопасности данного участка «нормальный», что выше по отношению к классу «низкий», которому соответствует этот же участок при условии, что он построен из трубы производства Харцизского ТЗ.

Для Участка 1 при расчете по второму варианту для случая обработки выборки значений предела текучести материала трубы на основе методов непараметрической статистики значение коэффициента запаса прочности составляет $K_ф^{0,95}$=1,75 . Поскольку K_4=1,66<$K_ф^{0,95}$=1,75, то данный участок соответствует классу безопасности «высокий».

Полученные для Участка 1 результаты позволяют сделать вывод, что применение нормального закона при описании выборок экспериментальных значений предельных для материала труб напряжений приводит к заниженным значения коэффициента запаса прочности. Вследствие этого для исследуемого участка принимаются более низкие классы безопасности вне зависимости от производителя трубной продукции. При этом больший запас прочности для рассматриваемого участка при одинаковом спектре внешней нагрузки обеспечивается для варианта, когда участок построен из трубы производства Челябинского ТПЗ.

В результате аналогичных расчетов, выполненных для Участка 2, имеющего другой спектр внешней нагрузки, значение коэффициента запаса прочности для варианта строительства участка из трубы производства Харцизского ТЗ в случае отнесения выборки значений предела текучести к нормальному закону $K_ф^{0,95}$=1,29. Поскольку $K_ф^{0,95}$=1,29<K_2=1,38, то класс безопасности участка в данном случае нельзя отнести даже к уровню «низкий».

Для этого же варианта расчета, но в случае обработки выборки значений предела текучести на основе методов непараметрической статистики, величина коэффициента запаса прочности для Участка 2 составит $K_ф^{0,95}$=1,42. Т. к. K_2=1,38<$K_ф^{0,95}$=1,42<K_3=1,52, то в рассмотренном случае участок соответствует классу безопасности «низкий».

При втором варианте расчета, предполагающим применение на этапе строительства Участка 2 трубы производства Челябинского ТПЗ, и расчетном случае, когда обработка выборки экспериментальных значений σ_T выполнена на основе нормального закона, значение коэффициента безопасности составляет $K_ф^{0,95}$=1,45. Вследствие того, что K_2=1,38<$K_ф^{0,95}$=1,45<K_3=1,52, в данном варианте расчета класс безопасности участка «низкий».

Для этого же варианта расчета Участка 2 в случае обработки выборки значений предела текучести на основе методов непараметрической статистики, величина коэффициента запаса прочности составит $K_ф^{0,95}$=1,58. Сравнения полученное значение с предельно допустимыми: K_3=1,52<$K_ф^{0,95}$=1,58<K_4=1,66, класс безопасности данного участка можно оценить как «нормальный».

Результаты, полученные для Участка 2, также свидетельствуют, что обработка выборок экспериментальных значений предела текучести на основе нормального закона и последующее применение полученных результатов при расчетах приводит к заниженным значения коэффициента запаса прочности. Вследствие этого классы безопасности, принятые для второго исследуемого участка, имеющего иной спектр внешней нагрузки, также оказались заниженными по обоим вариантам расчета — как для случая применения в качестве исходных данных выборки предела текучести материала туб производства Харцизского ТЗ, так и труб Челябинского ТПЗ. При этом аналогично результатам, полученным для Участка 1, больший запас прочности на Участке 2 также обеспечивается для варианта, когда на этапе строительства применялась труба производства Челябинского ТПЗ.

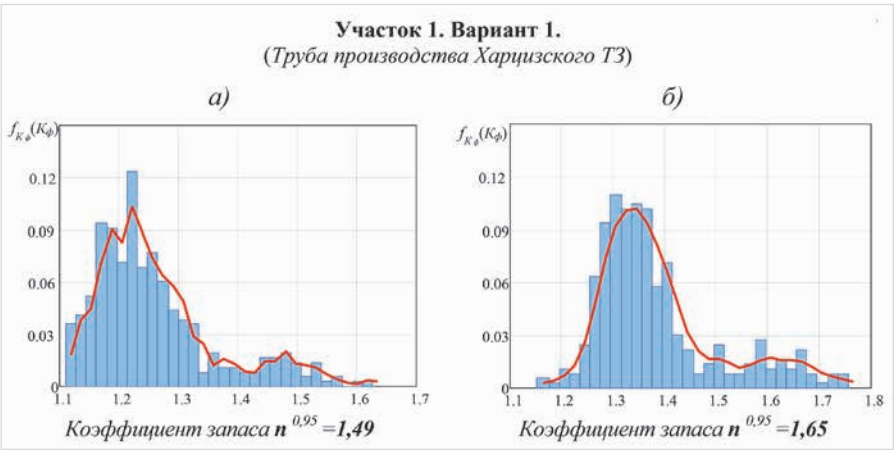


Рис. 5 – Гистограмма и функция плотности вероятности коэффициента запаса прочности:
а) нормальный закон распределения предельных напряжений
б) фактический закон распределения предельных напряжений
Fig. 5 — Histogram and probability density function of safety factor
a) normal law of the distribution of limit stresses
b) the actual law of the distribution of the limit stress

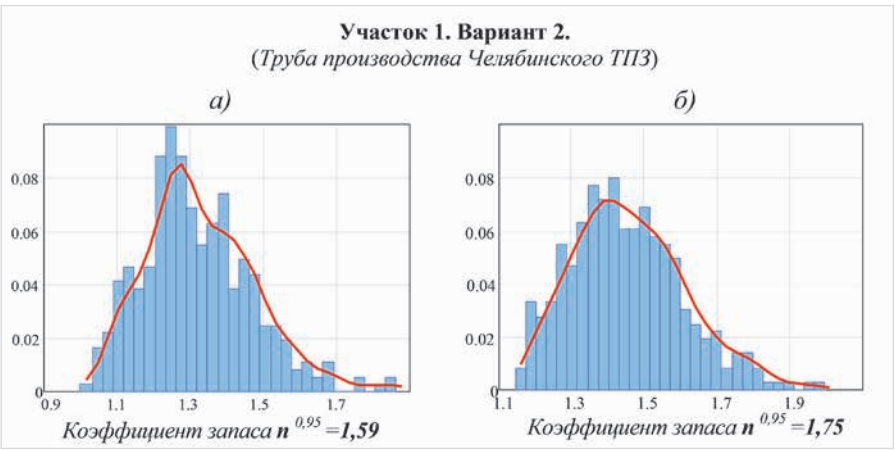


Рис. 6 – Гистограмма и функция плотности вероятности коэффициента запаса прочности:
а) нормальный закон распределения предельных напряжений
б) фактический закон распределения предельных напряжений
Fig. 6 — Histogram and probability density function of safety factor
a) normal law of the distribution of limit stresses
b) the actual law of the distribution of the limit stress

Итоги

Индивидуальные законы распределения фактических значений предела текучести материала труб даже одного сортамента являются причиной существенных отличий в результатах оценки текущего уровня надежности магистральных газопроводов. Вследствие этого существующие подходы к оценке прочностной надежности требуют развития новых методик расчета, которые позволят учесть случайную природу и специфику законов распределения механических характеристик материала труб.

Выводы

1. Рассмотренный подход позволяет обосновать текущий уровень надежности магистрального газопровода на основе расчета фактических значений коэффициента запаса прочности с учетом случайной природы предела текучести σ_T материала труб, применявшихся на этапе строительства исследуемого участка.
2. Вследствие случайной природы предела текучести σ_T обоснование класса безопасности участков магистрального газопровода необходимо осуществлять с учетом индивидуальных для каждого сортамента труб законов распределения значений σ_T.
3. С целью повышения достоверности результатов оценки надежности магистральных газопроводов требуется формирование и наполнение базы данных о физико-механических свойствах основного металла и металла сварных соединений путем проведения

лабораторных испытаний образцов из материала труб различного сортамента.

Литература

1. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л., Лысяный К.К., Невелев Я.П. Исследование механических характеристик трубных сталей 17ГС, 17Г1С, 14ХГС после длительной эксплуатации нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 2008. №3. С. 98–100.
2. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л., Лысяный К.К. Расчет характеристик предела выносливости трубных сталей 17ГС, 17Г1С, 14ХГС на основе данных прочностных испытаний // Нефтяное хозяйство. 2008. №4. С. 102–105.
3. Голофаст С.Л. Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №7. С. 20–25.
4. Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса предела текучести трубной стали марки 17Г1С на прочностную надежность магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2019. №2. С. 42–47.
5. СТО Газпром 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициента запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. Введен с 14.05.2008. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/248936/
6. Барышев С.Н. Вероятностное прогнозирование ресурса нефтегазового оборудования при эксплуатации в сероводородосодержащих средах. Оренбург, 2009. 371 с.
7. Frenkel I.B. and others. Applied Reliability Engineering and Risk Analysis: Probabilistic Models and Statistical Inference. Wiley, 2013-2014, 436 p.
8. Smith D.J. Reliability, Maintainability and Risk: Practical Methods for Engineers. Eighth Edition. Butterworth-Heinemann, Elsevier, 2011, 436 p.
9. Яковлев А.Я., Аленников С.Г., Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Методы оценки эксплуатационной работоспособности труб технологических газопроводов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз. 2008. 272 с.
10. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
11. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. 400 с.
12. Сызранцев В.Н., Новоселов В.В., Созонов П.Н., Голофаст С.Л. Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2013. 178 с.
13. Филатов А.А., Георге М.С. Влияние условий эксплуатации газопровода на показатели его прочностной надежности // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. №2. С. 75–82.
14. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4. С. 36–40.
15. Филатов А.А., Новоселов В.В. Влияние прочностных свойств материала трубы на вероятностные характеристики коэффициента запаса прочности в условиях эксплуатации газопровода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. №4. С. 80–85.
16. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистральных трубопроводов на основе квантильных значений коэффициента запаса прочности // Безопасность труда в промышленности. 2018. №7. С. 22–28.
17. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. №7. С.45–48.

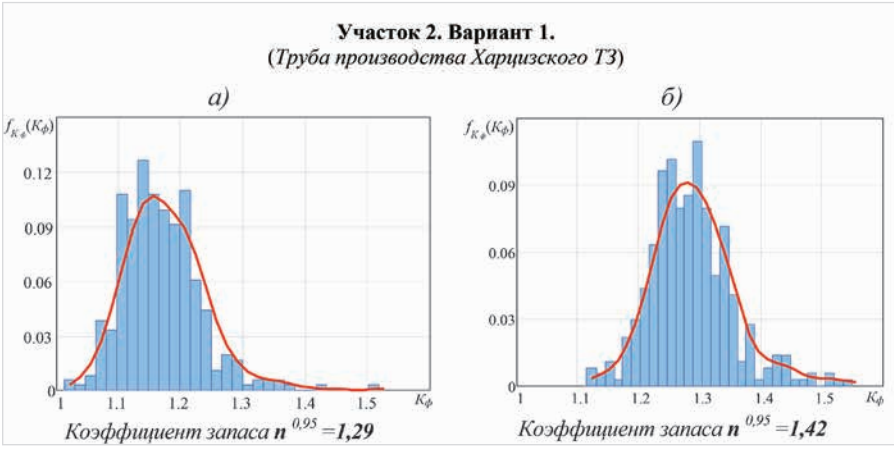


Рис. 7 — Гистограмма и функция плотности вероятности коэффициента запаса прочности:
а) нормальный закон распределения предельных напряжений
б) фактический закон распределения предельных напряжений
Fig. 7 — Histogram and probability density function of safety factor
a) normal law of the distribution of limit stresses
b) the actual law of the distribution of the limit stress

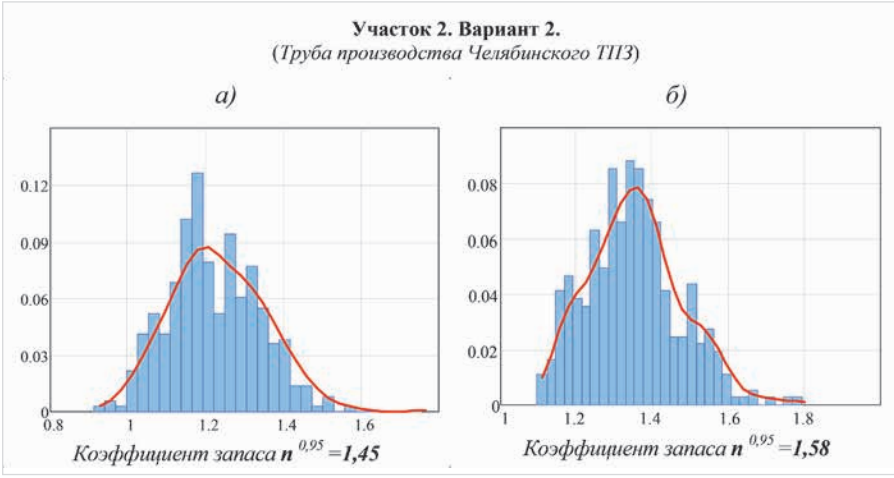


Рис. 8 — Гистограмма и функция плотности вероятности коэффициента запаса прочности:
а) нормальный закон распределения предельных напряжений
б) фактический закон распределения предельных напряжений
Fig. 8 — Histogram and probability density function of safety factor
a) normal law of the distribution of limit stresses
b) the actual law of the distribution of the limit stress

ENGLISH **PIPELINE**

UDC 621.6+539.2/6+519.2

The effect of the actual patterns of distribution of the yield strength of steel 17G1S on the safety factorof main gas pipeline sections

Authors
Sergey L. Golofast — Ph.D., professor; sgolofast@gazpromproject.ru

"Gazprom-Project" LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract
The paper presents the results of the calculation of the safety factor for main gas pipeline sections, taking into account the random nature of the external load and the yield strength (σ_T) of the pipes material with various grades. Based on the actual values of the safety factor, the current level of main gas pipelines sections reliability was assessed. The necessity of taking into account the individual laws of yield strength distribution of the material of pipes with various grades used at construction stage of gas pipeline when determining safety class of pipeline section is substantiated.

Materials and methods
The calculation of the design values of the safety factor for gas pipelines section is based on SNiP 2.05.06-85* Trunk pipelines. Processing of the yield strength experimental values obtained from mechanical tests was carried out on the basis of non-parametric statistics methods. The assessment of the actual values of the safety factor and the current level of main gas pipelines sections reliability is made on the basis of the STO PJSC Gazprom 2-2.3-184-2007, as well as the methods of probability theory and reliability theory.

Keywords
main gas pipeline, line section, pipe steel, yield limit, reliability, Safety Factor

Results
The individual laws of the distribution for yield strength actual values of pipes material even a single grade cause significant differences in the assessment results of the current level of gas pipelines reliability. As a result, the existing approaches to assessing the strength reliability require the development of new calculation methods that will take into account the random nature and specificity of pipe material mechanical characteristics distribution laws.

Conclusions
1. The considered approach allows to substantiate the current level of main gas pipelines reliability based on the calculation of safety factor actual values taking into account the random nature of the yield strength (σT) of the pipe material used during the construction phase of the studied section.
2. Due to the random nature of the yield strength (σT), the safety class of the main gas pipelines sections must be justified taking into account the laws of (σT) values that are individual for each pipe grade.
3. In order to increase the reliability of the main gas pipelines assessing the reliability results, it is necessary to form and fill a database of the physicomechanical properties of the base metal and metal of welded joints by conducting laboratory tests of samples from pipe material of various grades.

References

1. Syzrantsev V.N., Golofast S.L., Lysyanyy K.K., Nevelev Ya.P. I*ssledovanie mekhanicheskikh kharakteristik trubnykh staley 17GS, 17G1S, 14KhGS posle dlitel'noy ekspluatatsii nefteprovodov* [Study of the mechanical characteristics of pipe steels 17GS, 17G1S, 14HGS after oil pipelines long-term operation]. Neftyanoe khozyaystvo, 2008, issue 3, pp. 98–100.
2. Syzrantsev V.N., Golofast S.L., Lysyanyy K.K. R*aschet kharakteristik predela vynoslivosti trubnykh staley 17GS, 17G1S, 14KhGS na osnove dannykh prochnostnykh ispytani* [Calculation of strength characteristics of pipe steels 17GS, 17G1S, 14KhGS by tests results]. Neftyanoe khozyaystvo, 2008, issue 4, pp. 102–105.
3. Golofast S.L. O*tsenka vliyaniya mekhanicheskikh svoystv trubnoy stali 17G1S razlichnykh proizvoditeley na prochnostnuyu nadezhnost' magistral'nykh truboprovodov* [Assessment of the effect of the mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of the main pipelines]. Exposition Oil Gas, 2018, issue 7, pp. 20–25.
4. Golofast S.L. V*liyanie statisticheskogo razbrosa predela tekuchesti trubnoy stali marki 17G1S na prochnostnuyu nadezhnost' magistral'nykh gazoprovodov* [Effect of Statistical Straggling of the Yield Strength of 17G1S Pipe Steel Grade on Strength Reliability of the Main Gas Pipelines]. Occupational Safety in Industry, 2019, issue 2, pp. 42–47.
5. STO Gazprom 2-2.3-184—2007. Metodika po raschetu i obosnovaniyu koeffitsienta zapasa prochnosti i ustoychivosti magistral'nykh gazoprovodov na stadii ekspluatatsii i tekhnicheskogo obsluzhivaniya [Method for the calculation and substantiation of strength and stability factor of the main gas pipelines at the stage of operation and maintenance]. Available at: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/248936/
6. Baryshev S.N. V*eroyatnostnoe prognozirovanie resursa neftegazovogo oborudovaniya pri ekspluatatsii v serovodorodosoderzhashchikh sredakh* [Probabilistic forecast of the resource of oil and gas equipment at operation in hydrogen sulfide environments]. Orenburg, 2009, 371 p.
7. Frenkel I.B. and others. Applied Reliability Engineering and Risk Analysis: Probabilistic Models and Statistical Inference. Wiley, 2013- 2014, 436 p.
8. Smith D.J. Reliability, Maintainability and Risk: Practical Methods for Engineers. Eighth Edition. Butterworth-Heinemann, Elsevier, 2011, 436 p.
9. Yakovlev A.Ya., Alennikov S.G., Teplinskiy Yu.A., Bykov I.Yu. Metody otsenki ekspluatatsionnoy rabotosposobnosti trub tekhnologicheskikh gazoprovodov [Methods for assessing the operational performance of pipes of process gas pipelines]. Moscow: CentrLitNefteGaz, 2008, 272 p.
10. SNiP 2.05.06-85*. Magistral'nye truboprovody [Trunk pipelines]. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p.
11. Teplinskiy Yu.A., Bykov I.Yu. Upravlenie ekspluatatsionnoy nadezhnost'yu magistral'nykh gazoprovodov [Management of operational reliability of gas pipelines]. - M.: CentrLitNefteGaz, 2007, 400 p.
12. Syzrantsev V.N., Novoselov V.V., Sozonov P.N., Golofast S.L. O*tsenka bezopasnosti i prochnostnoy nadezhnosti magistral'nykh truboprovodov metodami neparametricheskoy statistiki* [Assessment of safety and strength reliability of the trunk pipelines using the nonparametric statistics methods]. Novosibirsk: Nauka, 2013, 178 p.
13. Filatov A.A., George M.S. V*liyanie usloviy ekspluatatsii gazoprovoda na pokazateli ego prochnostnoy nadezhnosti* [Effect of the operating conditions of the gas pipeline on the indices of its strength reliability]. Science and Technology in the Gas Industry, 2013, issue 2, pp. 75–82. 14. Golofast S.L. P*roblemy otsenki nadezhnosti lineynoy chasti magistral'nykh truboprovodov* [Problems of Reliability Assessment for Linear Part of Trunk Pipelines]. Occupational Safety in Industry, 2018, issue 4, pp. 36–40.
15. Filatov A.A., Novoselov V.V. V*liyanie prochnostnykh svoystv materiala truby na veroyatnostnye kharakteristiki koeffitsienta zapasa prochnosti v usloviyakh ekspluatatsii gazoprovoda* [Effect of the strength properties of the pipe material on the probabilistic characteristics of the strength factor in the operating conditions of gas pipeline]. News of higher educational institutions. Oil and gas, 2014, issue 4, pp. 80–85.
16. Golofast S.L. O*tsenka prochnostnoy nadezhnosti magistral'nykh truboprovodov na osnove kvantil'nykh znacheniy koeffitsienta zapasa prochnosti* [Assessment of the Strength Reliability of the Trunk Pipelines based on the Quantile Values of Safety Factor]. Occupational Safety in Industry, 2018, issue 7, pp. 22–28.
17. Filatov A.A., Golofast S.L. P*roblemy otsenki prochnostnoy nadezhnosti gazoprovodov* [Problems of assessment of gas pipelines strength reliability]. Gas Industry, 2015, issue 7, pp. 45–48.

УДК 550.8.072: 551.73 (571.121)

Применение прибора «Ультраскан-2004» для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

В наши дни все мы настолько зависим от бесперебойной подачи электроэнергии, что любая авария на линиях электропередачи может привести к серьезнейшим проблемам не только отдельно взятого предприятия или населенного пункта, но и целого региона. Поэтому контроль состояния самих линий электропередачи, особенно высоковольтных, остается одной из первоочередных задач. Томским научно-производственным предприятием «Метакон» для контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением был разработан и выпускается прибор «Ультраскан 2004», о котором и идет речь в данной статье.

Энергоснабжение силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, как правило, обеспечивается за счет вдольтрассовых воздушных линий электропередач (далее — ВЛ) с номинальным напряжением от 6 до 20 кВ. Эти линии отличаются от аналогичных районных электрических сетей значительной протяженностью: до сотен километров с отсутствием возможности резервирования. Чаще всего эти объекты расположены вдали от населенных пунктов и в труднодоступных заболоченных местах, что существенно осложняет их обслуживание и возможность оперативного устранения эксплуатационных повреждений. Основное назначение вдольтрассовых линий — обеспечение надежного контроля и управления линейного кранового оборудования, а также гарантированной электрохимической защиты трубопроводов за счет бесперебойной работы станций катодной защиты. Следовательно, повреждения на питающих линиях вызывают серьезные проблемы, связанные с необходимостью скорейшего их устранения для восстановления надежности эксплуатации всего комплекса транспортной магистрали.

Наиболее распространенное повреждение на ВЛ — однофазное замыкание «на землю» — происходит вследствие повреждения линейных изоляторов, загрязнения их сажей от пожаров, обрыва проводов, падения на провода деревьев и других посторонних предметов.

Время поиска повреждений зависит от протяженности линий, количества персонала аварийных бригад и транспортной доступности местности. К осложняющим факторам, при устранении повреждений, следует отнести тяжелые метеоусловия (ветер, дождь, снегопад и др.), поскольку именно погодные условия чаще всего провоцируют аварийные повреждения и отключения линии.

При этом выявление причин, вызвавших отключение, остается возможным только при визуальном осмотре всей линии. При снятом напряжении выявить повреждения опорных и подвесных изоляторов затруднительно, а в некоторых случаях практически невозможно. Методы дистанционного обнаружения и локализации мест замыканий на землю от питающих подстанций в настоящее время недостаточно проработаны. Поэтому поиск таких повреждений выполняется путем последовательного секционирования линий с проверкой сопротивления изоляции мегомметром, что связано со значительными трудозатратами.

Для предотвращения подобных ситуаций на помощь энергетикам приходят средства дистанционного контроля изоляции. Данные приборы позволяют эффективно выявлять повреждения изоляции на ранней стадии их развития, во время выполнения плановых обходов с осмотром воздушных линий и высоковольтного линейного оборудования (комплектных трансформаторных подстанций, реклоузеров и т.п.). Основным достоинством подобных средств диагностики является отсутствие необходимости отключений линий, малые габариты устройств и безопасность для оператора.

Для линейных подразделений, эксплуатирующих участки магистральных трубопроводов протяженностью до сотен километров, экономически наиболее оправдано использование ультразвуковых средств контроля, одним из которых является прибор «Ультраскан-2004». Прибор позволяет с достаточной точностью локализовать место повреждения и измерить уровень сигнала утечки, что в свою очередь делает возможным оценить степень опасности каждого выявленного дефекта и определить срочность его устранения (неотложно или при плановом ремонте). Эксплуатация прибора дает возможность выполнять контроль состояния изоляции ВЛ и связанных с ней высоковольтных устройств двумя способами:

- проведение регулярных плановых обследований линий, что позволяет своевременно выявить дефекты изоляции на стадии их первоначального появления;
- поиск мест повреждения изоляции при подаче напряжения на поврежденный участок либо от испытательных установок, либо от РУ подстанций (при возможности включения линии с выведенной защитой от однофазного замыкания на землю).

Прибор оснащен оптическим и лазерным визиром для локализации места повреждения по условию поиска максимального уровня сигнала. Это позволяет точно определять источник сигнала с расстояния до 15 метров в любую погоду и в любое время суток. Оптический визир, кроме своей основной функции наведения на объект, также позволяет более тщательно разглядеть видимые дефекты изоляции линии. Следует заметить, что при рабочем напряжении от 6 до 35 кВ наличие «чувствительной» для прибора утечки по изоляции устройств электроснабжения свидетельствует о снижении их надежности.

Кроме локализации места повреждения прибор позволяет оценить основную спектральную составляющую сигнала с помощью встроенного в прибор спектроанализатора. Значение основной спектральной составляющей, характерное для поврежденной изоляции, соответствует 100 Гц. Характер спектрограммы позволяет при обследовании объекта отбросить сигналы от механических источников (например, вибрация проводов и т.д.) и достоверно определить, что источником сигнала является дефект изоляции.

Кроме этого, существует возможность записи сигнала в память цифрового диктофона, входящего в комплект прибора, для накопления базы данных различных сигналов, их более тщательной обработки с помощью дополнительных программных и аппаратных средств. Наличие диктофона позволяет вести оперативную запись сообщений оператора о дефектировке изоляторов с привязкой к местности, что облегчает работу оператора особенно в неблагоприятных погодных условиях (дождь, ветер, туман, снегопад), когда использование блокнота и ручки практически невозможно.

Постоянное совершенствование прибора, тесное сотрудничество со специалистами, эксплуатирующими его в настоящее время, вывели прибор «Ультраскан-2004» на мировой конкурентный уровень. По своим измерительным характеристикам прибор не уступает импортным аналогам. Положительные отзывы от энергетиков ОАО «РЖД», угольных разрезов, районных электрических сетей России и Казахстана доказывают эффективность применения прибора для поиска неисправностей в сетях до 35 кВ.

НПП МЕТАКОН

ООО НПП «Метакон» 634034 г. Томск, ул. Вершинина, д.25/2, стр. 1 тел.: +7 (3822) 562 780, 563 984
e-mail: metakon_tomsk@mail.ru metakon99@yandex.ru www.metacon.ru

УДК 665.612.2

Метод определения способа утилизации попутного нефтяного газа

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10030

А.А. Разбойников
к.т.н., доцент[1]
tmn.ers@mail.ru

Н.С. Барсуков
машинист ТК[2]
niklajj.rem@gmail.com

[1]ФГБОУ «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
[2]АО «СибурТюменьГаз», Тюмень, Россия

В данной статье рассматривается разработка методики выбора способа утилизации попутного нефтяного газа (далее — ПНГ). Данная методика позволит комплексно и объективно сравнивать различные технологии утилизации попутного нефтяного газа для принятия выгодных и эффективных, экономических, управленческих и экологических решений.

Материалы и методы
Основой разрабатываемой методики является математическая модель, построенная на системе уравнений, решаемых с помощью алгоритма Саати.

Ключевые слова
переработка нефти, утилизация попутного нефтяного газа, критерии сравнения, методика оценки

Введение

В последние годы обострился интерес мирового сообщества к экологическим проблемам, в том числе к утилизации ПНГ. Сжигание в факелах попутного нефтяного газа причиняет серьезный ущерб окружающей среде в районах нефтедобычи, население подвергается воздействию вредных продуктов сгорания, а последствия загрязнения устраняются с трудом.

Кроме того, неэффективное сжигание ПНГ несет в себе ряд экономических факторов: безвозвратные потери ценного химического и энергетического сырья (этана, пропана, бутанов, метана); сокращение доли добавляемой стоимости продукции и, в долгосрочной перспективе, снижение коммерческой эффективности и устойчивости бизнеса. Непопулярность утилизации ПНГ связана с рядом причин, в том числе ввиду отсутствия рыночных стимулов внедрять ресурсосберегающие технологий в процессы добычи и переработки нефти и попутного газа.

В энергетической стратегии России на период до 2030 года предусматривается увеличение добычи нефти до 530–535 млн т и обеспечение коэффициента утилизации попутного нефтяного газа на уровне не ниже 95%. Также предусматривается снижение удельных потерь на предприятиях ТЭК до 2,5%. Однако к числу основных проблем развития нефтяного комплекса относятся нерациональное недропользование и отсутствие комплексных технологий добычи и экономически эффективной утилизации ПНГ. По минимальным оценкам в России на факелах ежегодно сжигается до 20 млрд м3 попутного нефтяного газа.

Поскольку с 2008 по 2013 гг. добыча нефти в России возросла на 34,9 млн т в год или на 7,1%, это повлекло, в свою очередь, и к увеличению извлекаемого попутного нефтяного газа. Это подтверждают данные, представленные на рис. 1. Рост ресурсов ПНГ при этом составил 14,1 млрд м^3 или 23,3%.

Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса необходимо решение задач по ресурсо- и энергосбережению, сокращению потерь на всех стадиях технологических процессов при подготовке запасов, добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья, что достигается путем внедрения новых технологий в нефтегазовую промышленность.

Развитие рынка технологий и комплексных подходов в утилизации попутного нефтяного газа привело к созданию большого количества различных способов. Однако отсутствие возможности сравнения данных технологий не позволяет провести комплексную оценку и сравнение различных технологией и способов для определения наиболее эффективной и экономически выгодной системы утилизации ПНГ.

Объект исследования

Из выше сделанных заключений можно сделать вывод о том, что объектом исследования в данной работе являются способы утилизации попутного газа.

Для разработки данной методики остановимся на пяти наиболее распространенными способах утилизации ПНГ на территории России:

— факельное сжигание ПНГ;
— закачка ПНГ в пласт для поддержания нефтеотдачи;
— перегонка ПНГ в синтетическое топливо — GTL технология;
— установка энергоблоков;
— криогенная переработка ПНГ в сжиженный газ.

Основные методы исследования

Описание предлагаемой методики выбора начнем с описания основных положений разрабатываемой методики:

— анализ рассматриваемых способов утилизации и определение критериев сравнения;
— применение метода попарных сравнений

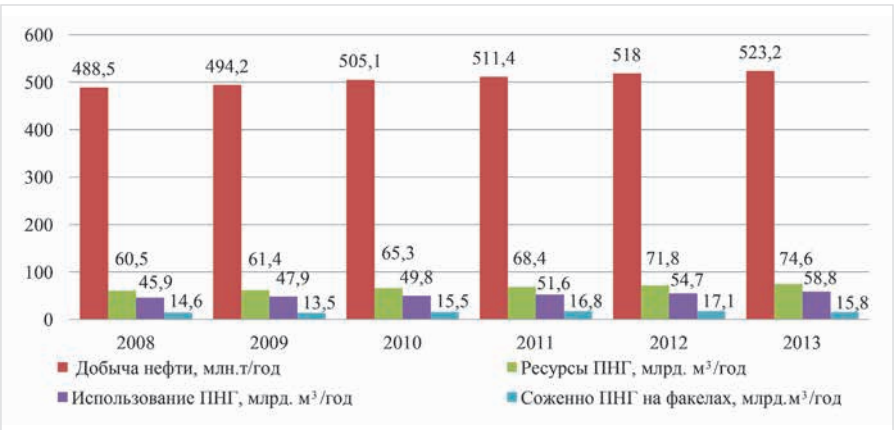


Рис. 1 — Динамика добычи нефти и ПНГ в России
Fig. 1 — Dynamics of oil and APG production in Russia

для определения степени важности влияния каждого критерия на эффективность выбранного способа утилизации попутного газа;
— анализ числовых показателей выбранных способов утилизации попутного нефтяного газа для процентного сравнения;
— построение графиков зависимости процентного выполнения критерия от степени влияния данного критерия, по всем пяти способам утилизации;
— математический и графический анализ полученных результатов.

Метод попарных сравнений (например, параметров, функций, элементов и т.д.) — наиболее точный и надежный метод выявления предпочтений. Идея метода состоит в том, что попарно сравниваются каждые два объекта и определяется первенство одного из них, отсюда название — «попарное (или парное) сравнение». Считается, что при решении проблемы гораздо легче сделать качественное сравнение двух объектов, опираясь на мнение экспертов, чем установить количественные критерии. Принцип действия метода парных сравнений рассмотрим на примере.

Принятие решения на основе алгоритма Саати выполняется в следующем порядке. Экспертом заполняется матрица парных сравнений размером NxN, где N — количество альтернатив. Матрица заполняется по правилам, приведенным в таб. 1.

Если i-я альтернатива менее предпочтительна, чем j-я, то указываются обратные оценки (1/3, 1/5, 1/7, 1/9). Могут использоваться промежуточные оценки (2, 4, 6, 8 и 1/2, 1/4, 1/6, 1/8); например, если i-я альтернатива совсем немного лучше j-й, то можно использовать оценку Xij=2 (тогда Xji=1/2). На главной диагонали ставятся единицы. Пример заполнения матрицы представлен в таб. 2.

После оценки способов расставляются числовые значения приведенных сравнений. Затем по каждому способу рассчитывается общая сумма, и находится общая сумма матрицы. После чего определяется вес каждого способа посредством деления суммы каждого элемента на общую сумму матрицы. Математически формулы будут выглядеть следующим образом:

$$\frac{\sum A_i}{\sum A_{общ}} \quad (1).$$

$$\sum A_i = A_{ij_1} + A_{ij_2} + A_{ij_3} \ldots + A_{ij_n}) \quad (2).$$

$$\sum_{i=1}^{n} A_{общ} = \sum A_1 + \sum A_2 \ldots + \sum A_n \quad (3).$$

Для определения важности элемента формулу (1) необходимо умножить на 100% — так будет видно насколько один параметр значительнее другого в процентном соотношении.

$$\frac{\sum A_i}{\sum A_{общ}} \times 100\% \quad (4).$$

После определения критериев выбора способа и ранжирования по степени важности необходимо задаться численными значениями каждого критерия в каждом исследуемом способе.

Для анализа числовых характеристик критериев воспользуемся формулой (5) нахождения процента от числа.

X_{ij}	Значение
1	i-я и j-я альтернативы примерно равноценны
3	i-я альтернатива немного предпочтительнее j-й
5	i-я альтернатива предпочтительнее j-й
7	i-я альтернатива значительно предпочтительнее j-й
9	i-я альтернатива явно предпочтительнее j-й

Таб. 1 — Правила заполнения матрицы парных сравнений
Tab. 1 — Rules for completing the matrix of pairwise comparisons

Критерии	Оценка альтернатив			Нормированные оценки			сумма	вес	%
	A1	A2	A3	A1	A2	A3			
A1	1	5	9	1	5	9	15	0,70	69,57
A2	1/5	1	4	0,2	1	4	5,2	0,24	24,12
A3	1/9	1/4	1	0,11	0,25	1	1,36	0,06	6,31
Общая сумма матрицы							21,56		100

Таб. 2 — Пример заполнения матрицы
Tab. 2 — An example of filling the matrix

$$\frac{A_n}{\sum A_n} \times 100\% \quad (5)$$

Нахождение процента от числа позволит понять, насколько эффективно значение исследуемого критерия в данном способе утилизации по сравнению с остальными. Формула (5) эффективна при анализе прямых зависимостей, то есть наибольшее числовое значение является наилучшим решением. Такими критериями являются 1 и 6 в таб. 3

Для анализа обратных зависимостей, то есть когда наибольшее числовое значение является наихудшим решением (критерии 2–5, 7, 8 в таб. 3), процент от числа рассчитывается через условный коэффициент k. Коэффициент k находится по формуле (6):

$$k_n = \frac{\sum A_n}{A_n} \quad (6).$$

То есть для каждого способа мы рассчитываем свой коэффициент kn, только после этого мы находим процент от числа по формуле (5), которая после ввода переводного коэффициента k будет выглядеть в следующем виде:

$$\frac{k_n}{\sum k_n} \times 100\% \quad (7).$$

Однако из исходных данных видно, что в критерии 7 «Количество выбрасываемого CO2» (таб. 3) при способах: «Закачка ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи», «Перегонка ПНГ в синтетическое топливо (GTL)», «Криогенная переработка ПНГ в сжиженный газ» — значение выбросов равно «0». Значит в графе «Проценты» сразу ставим 100%, поскольку данные способы полностью исключают выбросы CO_2 в атмосферу.

С помощью программы Microsoft Excel строим графики зависимостей выполнения критериев от весового значения критериев. Для нахождения функциональной зависимости и нахождения интеграла от полученных функций необходимо аппроксимировать получившиеся графики с помощью построения полиномиальных линий тренда для каждого из исследуемых способов утилизации.

Для построения линий тренда воспользуемся функцией автоматического поиска линий тренда Microsoft Excel по типу полинома. После нахождения линий тренда, с помощью Microsoft Excel, находим функциональные зависимости весового значения критерия и процентного выполнения данного критерия с указанием величины достоверности аппроксимации (R2). Уравнения полученных функций представлены в таб. 4.

Для определения наилучшего из имеющихся способов построим дополнительные две дополнительные кривые. Первая кривая — это идеальное выполнение всех заданных условий, вторая кривая — абсолютное невыполнение заданных условий предложенных критериев.

Полученные кривые задают диапазон возможного изменения критериев максимальные и минимальные выполнение критериев. Функциональные зависимости и величина достоверности аппроксимации R2 максимального и минимального выполнения критериев представлены в таб. 4.

Полученные кривые необходимо сравнить. Наиболее удобным методом сравнения будет нахождение площадей описанных кривых. Следовательно, задача сравнения будет сведена к нахождению и сравнению площадей найденных функций с помощью нахождения определенного интеграла. Поскольку необходимо произвести оценку только площади полученных кривых, то пределы интегрирования будут от 0 до 100, т.е. на всей прямой. Таким образом, в общем виде интеграл будет находиться по формуле:

$$S = \int_0^{100} y(x)dx \quad (8),$$

где S — площадь подынтегральной функции;

от 0 до 100 — диапазон интегрирования;

y(x) — функция линий тренда по каждому способу.

Для нахождения интеграла, подынтегральную функцию необходимо разбить на отрезки с малым шагом равным Δ. После этого найти площади каждого отрезка по всей длине подынтегральной функции. Нахождение

№ критерия	Наименование критерия	Ед. изм	Описание критерия
1	Объемперерабо-танного ПНГ	млн м³/год	Объем утилизируемого ПНГ в млн м³ в год
2	Временные затраты на строительство	мес.	Сколько времени необходимо на строительство и запуск данного способа утилизации ПНГ
3	Количество потребляемой энергии	МВт	Количество энергии, потребляемое за год работы оборудования данного способа
4	Капиталозатраты на строительство выбранного способа утилизации	руб./м³	Количество денежных средств на строительство установки по утилизации ПНГ на м³ газа
5	Количество технологических процессов	шт.	Количество технологических процессов в составе способа утилизации исчисляемого в штуках
6	Количество продукта на выходе	т.у.т.	Количество продукта на выходе выраженного в тоннах условного топлива для облегчения сравнения различных видов исходящих продуктов.
7	Количество выбрасываемого CO_2	млн т/млрд м³	Количество выбросов CO_2 в атмосферу. Учет количества выбросов CO_2 необходим для уменьшения выбросов в атмосферу вредных веществ
8	Количество вырабатываемой тепловой энергии	ГКал	Количество тепловой энергии выделяемой при работке каждого из способов в ГКал. Учет количества тепловой энергии необходим для контроля теплового загрязнения окружающей среды.

Таб. 3 — Критерии сравнения способов утилизации
Tab. 3 — Comparison criteria for disposal methods

	1	2	3	4	5	6	7	8	Σ	вес	%
1	1,00	6,00	5,00	4,00	1,75	1,67	3,00	9,00	31,42	0,22	22,24
2	0,17	1,00	0,57	0,29	0,38	0,29	3,00	3,50	9,18	0,07	6,50
3	0,20	1,75	1,00	3,00	2,00	5,00	6,00	8,00	26,95	0,19	19,07
4	0,25	3,50	0,33	1,00	4,00	7,00	9,00	9,00	34,08	0,24	24,12
5	0,57	2,67	0,50	0,25	1,00	4,00	4,00	5,00	17,99	0,13	12,73
6	0,60	3,50	0,20	0,14	0,25	1,00	0,50	5,00	11,19	0,08	7,92
7	0,33	0,33	0,17	0,11	0,25	2,00	1,00	4,00	8,19	0,06	5,80
8	0,11	0,29	0,13	0,11	0,20	0,20	0,25	1,00	2,28	0,02	1,62
				$\sum A_{общ}$					141,29		100

Таб. 4 — Нормированные оценки критериев
Tab. 4 — Normalized evaluation criteria

Критерии	4	1	3	5	6	2	7	8
Вес критерия	0,24	0,22	0,19	0,13	0,08	0,07	0,06	0,02
Процент использования каждого критерия								
Факельная утилизация ПНГ	96,71	49,37	99,65	59,51	0	31,64	14,46	0,08
Закачка ПНГ в пласт	2,20	0,56	0,22	29,76	11,95	27,69	100	0
Перегонка ПНГ в GTL	0,70	18,15	0,12	11,90	0	10,55	100	0
Установка энергоблоков	0,18	9,39	0,00	19,84	11,42	18,46	85,54	59,58
Криогенная переработка ПНГ	0,21	22,53	0,01	8,50	76,63	11,66	100	40,42

Таб. 5 — Зависимость выполнения критериев от весового значения
Tab. 5 — Dependence of criteria on the weight value

площади на каждом отрезке будет находиться по формуле площади трапеции:

$$S=\frac{(a+b)}{2}\times h \qquad (9),$$

где S — площадь трапеции;
a, b — основания трапеции;
h — высота трапеции.

В данном случае, значения основания a будут значения y при значении x, а значения b — значения y при значении x+Δ.

После соответствующих замен формула нахождения площади на каждом заданном отрезке с шагом Δ примет вид:

$$S=s_i+\Delta\ \frac{(y(x)+y(x+\Delta))}{2}, \qquad (10),$$

где S — общая площадь фигуры;
si — площадь предыдущего отрезка;
y(x) — величина первого основания трапеции;
y(x+Δ) — величина второго основания трапеции;
Δ — величина шага и, соответственно, высота трапеции = 0,001.

Экспериментальная часть

Для объективного и комплексного сравнения выбранных способов утилизации попутного нефтяного газа, необходимо рассмотреть технологические процессы, используемые в каждом и способов утилизации, для выбора общих критериев сравнения. Рассмотрение технологических процессов и изучение входящих и выходящих параметров позволило определиться с критериями сравнения, представленными в таб. 3.

После определения критериев сравнения необходимо построить таблицу для определения степени важности выбранных критериев методом парных сравнений по правилам таб. 1. Определение суммы и веса каждого критерия, а также процентное выражение значения важности рассчитывается по формулам 1–4. Данные нормированных оценок, суммы каждого критерия и веса представлены в таб. 4.

Из данных таб. 4 мы видим, что критерий 4 является самым значимым, а критерий 8 наименее значим.

Следующим этапом методики выбора способа утилизации ПНГ будет построение зависимостей процентного выполнения критерия, в каждом из исследуемых способов утилизации, от весового значения критерия этого критерия. Расчет процентного выполнения критериев по каждому способу ведется по формулам (5) – (7). Результаты данного расчета представлены в таб. 5.

По данным таб. 5 в Microsoft Excel строятся графики выполнения критериев от весового значения исследуемых способов, а также графики максимального и минимального выполнения критериев для определения диапазона сравнения. После этого строятся линии тренда для нахождения функции. Функциональные зависимости представлены в таб. 6 и на рис. 2. Величина достоверной аппроксимации (R^2) предоставлены в таб. 6.

Результаты эксперимента

После нахождения функций линий тренда исследуемых способов утилизации, в соответствии с формулами (8) – (10) найдем значения интегралов полученных функций. Результаты значений полученных функций представлены в таб. 7.

Анализ

Анализируя полученные значения интегралом видно, что чем меньше площадь подынтегральной функции и ближе значение к площади кривой с «Максимальным выполнением критериев», тем лучше исследуемый способ утилизации ПНГ. А чем больше значение интеграла и ближе к границам абсолютного невыполнения критериев, тем хуже исследуемый способ. Таким образом, исследуемые способы утилизации попутного нефтяного газа можно расположить по эффективности, то есть от самого эффективного к самому неэффективному:

1. Закачка ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи.
2. Перегонка ПНГ в синтетическое топливо GTL.
3. Установка энергоблоков.
4. Криогенная переработка ПНГ в сжиженный газ.
5. Факельная утилизация ПНГ.

В данном случае необходимо выбрать способ «Закачку ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи», поскольку он является оптимальным способом утилизации попутного нефтяного газа.

Итоги

Анализируя полученные значения интегралом видно, что чем меньше площадь подынтегральной функции и ближе значение к площади кривой с «Максимальным выполнением критериев», тем лучше исследуемый способ утилизации ПНГ. А чем больше значение интеграла и ближе к границам абсолютного невыполнения критериев, тем хуже исследуемый способ.

Выводы

Разработан универсальный метод выбора способа утилизации попутного нефтяного газа, который позволит производить комплексную оценку различных методов утилизации ПНГ в не зависимости от используемого оборудования, объема и вида получаемой продукции с учетом экологического воздействия на окружающую среду.

Литература

1. Альтернативные технологии малотоннажного производства и переработки природных и синтетических углеводородов. Владивосток: АНО «ЦСИ ТЭК ДВ», 2013. 106 с.
2. Методологические основы научных исследований: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля. Тюмень: Вектор Бук, ТюмГНГУ, 2011. 289 с.
3. Кутепова Е.А., Книжников А.Ю., Кочи К.В. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып. 4. М.: WWF-России, КПМГ, 2012. 35 с.
4. Земенков Ю.Д., Акулов К.А., Васильев Г.Г., Гульков А.Н. и др. Резервирование энергоресурсов для обеспечения надежности системы газоснабжения. Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. 244 с.
5. О.В. Фоминых, С.А. Леонтьев, А.В. Иванов, А.Н. Марченко. Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности. СПб.: Недра, 2011. 184 с.
6. Ю.Д. Земенков. Сбор и подготовка нефти и газа. М.: Академия, 2009. 159 с.

Название способа утилизации ПНГ	Функции линий тренда	R^2
Факельная утилизация ПНГ	$y = 2\cdot10^{-10}x^5 - 5\cdot10^{-8}x^4 + 5\cdot10^{-6}x^3 - 0{,}0002x^2 + 0{,}0058x + 0{,}0306$	0,9905
Закачка ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи	$y = 2\cdot10^{-8}x^4 - 3\cdot10^{-6}x^3 + 0{,}0001x^2 + 0{,}0032x + 0{,}0244$	0,9895
Перегонка ПНГ в синтетическое топливо GTL	$y = -3\cdot10^{-8}x^3 - 4\cdot10^{-5}x^2 + 0{,}0058x + 0{,}0187$	0,9893
Установка энергоблоков	$y = 2\cdot10^{-8}x^4 - 3\cdot10^{-6}x^3 + 0{,}0001x^2 + 0{,}0035x + 0{,}0236$	0,9885
Криогенная переработка ПНГ в сжиженный газ	$y = 3\cdot10^{-8}x^4 - 4\cdot10^{-6}x^3 + 0{,}0002x^2 + 0{,}002x + 0{,}0281$	0,9661
Максимальное выполнение критериев	$y = 8\cdot10^{-10}x^4 - 3\cdot10^{-7}x^3 + 1\cdot10^{-5}x^2 + 0{,}0031x + 0{,}0218$	0,9914
Минимальное выполнение критериев	$y = 3\cdot10^{8}x^4 - 4\cdot10^{-6}x^3 + 0{,}0002x^2 + 0{,}0023x + 0{,}0373$	0,9811

Таб. 6 — Функции линий тренда исследуемых способов утилизации и величина достоверной аппроксимации
Tab. 6 — Functions of the trend lines of the utilization methods under study and the magnitude of the reliable approximation

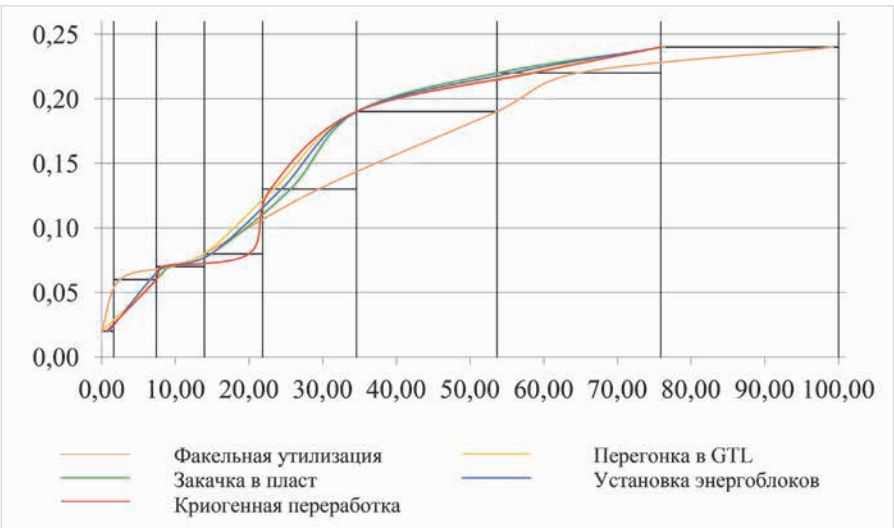


Рис. 2 — Функциональные зависимости исследуемых способов утилизации ПНГ
Fig. 2 — Functional dependencies of APG utilization methods under study

№ п/п	Название способа утилизации ПНГ	Значения полученных интегралов
1	Факельная утилизация ПНГ	23,726
2	Закачка ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи	16,773
3	Перегонка ПНГ в синтетическое топливо GTL	16,787
4	Установка энергоблоков	18,193
5	Криогенная переработка ПНГ в сжиженный газ	18,969
6	Максимальное выполнение критериев	15,113
7	Минимальное выполнение критериев	24,013

Таб. 7 — Значения интегралов исследуемых способов утилизации попутного нефтяного газа
Tab. 7 — The values of the integrals of the studied methods of utilization of associated petroleum gas

GRANDHOLDING
ПРОМЫШЛЕННОЕ СНАБЖЕНИЕ

ООО «ГрандХолдинг» начал специализацию на рынке промышленных комплектующих с середины 2013 года.
Мы являемся официальными партнерами и дистрибьютерами таких производителей как:

M.G.M. Motori Elettrici S.p.A. (Италия)
производство электродвигателей с тормозом

Phoenix contact (Германия)
производство низковольтного оборудования, оборудования для электромобилей и электро-заправочных станций, электро-сетевого оборудования, оборудования для промышленной автоматизации

Schneider Electric (Германия)
оборудование для промышленной автоматизации

Precia Molen (Франция)
мировой лидер в производстве весового оборудования

Aurum Habermann (Германия)
производитель насосного оборудования и трубопроводной арматуры

HAWKE Int.
взрывозащищенное кабеле-соединительное оборудование

HubbellHarsh & Hazardous
производство специального и взрывозащищенного осветительного оборудования, включая оборудование для платформ на шельфе

Реализуем кабельную продукцию
Hennlich, LappKabel, HeluKabel, Erse, Belden
Также осуществляется поставка любых видов российских кабелей

www.mgmmotori.ru
электродвигатели с тормозом MGM Motori elettrici S.p.A.

www.weighting.ru
весовое оборудование Precia Molen

GRANDHOLDING
ПРОМЫШЛЕННОЕ СНАБЖЕНИЕ
+7 (495) 104-20-14
INFO@GRANDHOLDING.RU
www.grandholding.ru
+7 (985) 766-98-81

UDC 665.612.2

Method of selecting the method of utilization of associated oil gas

Authors
Aleksandr A. Razboynikov — Ph.D., associate professor[1]; tmn.ers@mail.ru
Nikolai S. Barsukov — machinist TC[2]; niklajj.rem@gmail.com

[1]Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation
[2]JSC "SiburTyumenGaz", Tyumen, Russian Federation

Abstract
This article discusses the development of methods for selecting the method of utilization of associated petroleum gas (APG). This method will allow a comprehensive and objective comparison of various technologies for utilization of associated petroleum gas to make profitable and efficient, economic, managerial and environmental decisions.

Materials and methods
The basis of the developed methodology is a mathematical model built on a system of equations solved by the Saaty algorithm.

Keywords
oil processing, utilization of associated petroleum gas, comparison criteria, evaluation methodology

Results
Analyzing the obtained values by the integral, it can be seen that the smaller the area of the integrand function and the closer the value is to the area of the curve with "Maximum fulfillment of the criteria", the better the studied APG utilization method. And the larger the value of the integral and the closer to the boundaries of the absolute non-fulfillment of the criteria, the worse the studied method..

Conclusions
A universal method has been developed for choosing a method for utilization of associated petroleum gas, which will allow for a comprehensive assessment of various APG utilization methods regardless of the equipment used, the volume and type of the product obtained, taking into account the environmental impact on the environment.

References

1. *Al'ternativnye tekhnologii malotonnazhnogo proizvodstva i pererabotki prirodnykh i sinteticheskikh uglevodorodov* [Alternative technologies of low-tonnage production and processing of natural and synthetic hydrocarbons]. Vladivostok: ANO "CSI TEK DV", 2013, 106 p.
2. *Metodologicheskie osnovy nauchnykh issledovaniy: uchebnoe posobie dlya studentov neftegazovogo profilya* [Methodological basis of scientific research: a textbook for students of oil and gas profile]. Tyumen: Vector Book, TSOGU, 2011. 289 p.
3. Kutepova E.A., Knizhnikov A.Yu., Kochi K.V. *Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii: ezhegodnyy obzor* [Problems and prospects for the use of associated petroleum gas in Russia: annual review]. Issue 4, Moscow: WWF Russia, KPMG, 2012, 35 p.
4. Zemenkov Yu.D., Akulov K.A., Vasil'ev G.G., Gul'kov A.N. and others. *Rezervirovanie energoresursov dlya obespecheniya nadezhnosti sistemy gazosnabzheniya* [Energy reserve for ensuring the reliability of the gas supply system]. Tyumen: TyumGNGU, 2006, 244 p.
5. O.V. Fominykh, S.A. Leont'ev, A.V. Ivanov, A.N. Marchenko. *Resursosberegayushchie tekhnologii neftyanoy promyshlennosti* [Resource-saving technologies of the oil industry]. SPb.: Nedra, 2011, 184 p.
6. Yu.D. Zemenkov. *Sbor i podgotovka nefti i gaza* [Collection and preparation of oil and gas]. Moscow: Academy. 2009. 159 p.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

Министерство энергетики Российской Федерации
Минпромторг России
ТПП РФ
РСПП
Российское Газовое Общество
Союз нефтегазопромышленников России
VDMA Process Plant and Equipment
Экспоцентр
Messe Düsseldorf

форум и выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Уфа, 21–24 мая
GNTEXPO.RU

В работе мероприятий примут участие признанные эксперты отрасли не только российского, но и международного масштаба, а также специалисты смежных отраслей.

конференция **НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ Уфа, 22 мая**
NOVTEKBUSINESS.COM

Традиционная встреча геофизиков со специалистами нефтегазовых и сервисных компаний в рамках Российского нефтегазохимического форума.

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 22–23 мая
STARTUPRB.TIMEPAD.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.

конференция **KIOSH 2019**
Нур-Султан, Казахстан, 22–24 мая
KIOSH.KZ

Конференция и выставка по охране труда и промышленной безопасности. Будет представлена большая линейка предметов средств индивидуальной защиты.

конференция **ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**
Москва, 23 мая
RCA.SPE.ORG

Площадка для обмена передовыми знаниями в области производственной безопасности и их применимости в российских реалиях. Объединяем экспертов-практиков производственной безопасности.

выставка **SIGOLD 2019**
Южно-Сахалинск, 24–25 мая
SIGOLDFORUM.RU

Выставка создает необходимые условия для налаживания отношений с руководителями и ведущими специалистами самых бизнес-активных компаний нефтегазового комплекса.

конференция **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2019. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ**
Калининград, 27–31 мая
EAGE.RU

Конференция станет третьим мероприятием EAGE по данной тематике. Две предыдущие конференции подтвердили высокий интерес нефтегазовых и нефтесервисных компаний.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН**
Сочи, 27–31 мая
OILGASCONFERENCE.RU

19 основных тем конференции: от геолого-промысловых исследований скважин до подготовки молодых специалистов и их адаптации на предприятиях нефтегазовой отрасли.

РОССИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ САММИТ 2019
Москва, 29 мая
ENERGYSUMMIT.RU

Энергоснабжение и энергоэффективность. Специализированная площадка для профессионалов энергетической отрасли.

выставка **АЗОТ СИНТЕЗГАЗ**
Москва, 29–30 мая
SYNGASRUSSIA.COM

Профессиональная международная площадка для качественного общения крупнейших производственных предприятий, поставщиков технологий и оборудования из России, СНГ и Европы.

выставка **CASPIAN OIL & GAS**
Баку, Азербайджан, 29 мая–1 июня
CASPIANOILGAS.AZ

Конференция собирает руководителей самого высокого уровня для обсуждения ключевых нефтегазовых проектов каспийского региона и обеспечения энергетической безопасности.

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ 2019**
Москва, 30 мая
TRIZSUMMIT.RU

Среди акцентов саммита — проблемы государственного стимулирования отрасли и производства импортозамещающей продукции.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ-2019**
Москва, 30 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительной организации, максимальное использование отечественных подрядных организаций.

семинар-конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 3-7 июня
TOGC.INFO

На площадке конференции соберутся ведущие эксперты с целью обсудить текущие и новые проекты, узнать о новых достижениях и внедряемых инновационных технологиях.

конференция **НОВАЯ ЭРА В БУРЕНИИ**
Сочи, 4–6 июня
RCA.SPE.ORG

В рамках конференции пройдут технические сессии: "Эффективные технологии строительства", "Успешные стратегии предотвращения и борьбы с осложнениями" и другие.

конференция **РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЯ**
Астрахань, 4-6 июня
RCA.SPE.ORG

Обсуждение перспектив добычи на шести крупнейших месторождениях шельфа Каспийского моря.

саммит **РУКОВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И СТРАН СНГ**
Сочи, 19–20 июня
EUROPETRO.RU

Стратегическое мероприятие, направленное на нефте- и газоперерабатывающую отрасль России, стран СНГ и Каспийского региона.

форум **БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА**
Санкт-Петербург, 23–28 июня
FLF-RUSSIA.COM

Форум для молодых специалистов из разных стран — эффективная платформа для обмена опытом, новейшими тенденциями и передовыми достижениями в индустрии.

ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Владивосток, 10–11 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

4-й ежегодный Восточный нефтегазовый форум посвящен реализации важнейших стратегических нефтегазовых проектов региона от Красноярского края до Сахалинской области.

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ
Казань, 2–4 сентября
OILEXPO.EXPOKAZAN.RU

Мероприятие посвящено 300-летию горного и промышленного надзора России. Одновременно с форумом пройдет 26-я международная специализированная выставка НЕФТЬ, ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ.

МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС | WEC 2019
Абу-Даби, ОАЭ, 9–12 сентября
WEC24.ORG

На 24-й всемирный энергетический конгресс, который пройдет под патронатом президента ОАЭ, шейха Халифы ибн Зайд Аль Нахайяна, ожидается более 10 тысяч гостей со всего мира.

конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ – ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**
Ялта, 9–13 сентября
TOGC.INFO

Состоятся круглые столы: эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2019**
Геленджик, 9–13 сентября
EAGE.RU

Научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа дает больше возможностей профессионального общения и роста молодым специалистам.

конференция **KDR — СКВАЖИННЫЙ ИНЖИНИРИНГ 2019**
Нур-Султан, Казахстан, 12 сентября
KAZDR.KZ

Тематический охват мероприятия: от технологий бурения, заканчивания и стимулирования скважин до вопросов добычи и повышения нефтеотдачи (EOR).

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА 2019**
Москва, 12 сентября
N-G-K.RU

На конференции будут обсуждаться вопросы модернизации нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических мощностей, практика импортозамещения, стандарты и требования безопасности.

саммит **ПРОМЫШЛЕННОСТЬ 4.0. ЦИФРОВОЙ ЗАВОД**
Москва, 12 сентября
SMARTPROM.ORG

В рамках саммита высшее руководство производственных предприятий получит пошаговый алгоритм и практические инструменты для перехода к Цифровому Заводу.

конференция **GTCC 2019**
Москва, 16–17 сентября
EUROPETRO.RU

Ведущие эксперты представят в своих докладах лучшие мировые практики и перспективы развития газовой отрасли.

форум **НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Новосибирск, 16–20 сентября
NOVTEKBUSINESS.COM

Международный симпозиум проводится межрегиональной общественной организацией "Евро-Азиатское геофизическое общество" и геофизической комиссией Китайской нефтяной ассоциации.

конференция **RPTC 2019**
Москва, 17–18 сентября
EUROPETRO.RU

В докладах экспертов отрасли будут представлены лучшие мировые практики и последние инновации в индустрии для повышения рентабельности на нефтехимических заводах.

выставка **GASTECH 2019**
Хьюстон, США, 17–19 сентября
GASTECHEVENT.COM

Мировые лидеры в области газа, СПГ и энергетики делятся своими знаниями. Связь с покупателями и исключительная окупаемость инвестиций.

ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Тюмень, 17–19 сентября
OILGASFORUM.RU

ТНФ включает в себя различные форматы работы в рамках деловой программы, а также уникальную экспозицию инновационных технологий и разработок в области ТЭК.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС**
Тюмень, 17–20 сентября
EXPO72.RU

Содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий, расширение научно-технического сотрудничества и установление деловых связей.

конференция **RRTC 2019**
Москва, 19–20 сентября
EUROPETRO.RU

Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки предоставит возможность ознакомиться с практическими примерами последних реализованных технологических разработок.

конференция **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ**
Ижевск, 19–20 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Конференция проводится совместно с отраслевыми издательствами при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Новороссийск, 22–27 сентября
OILGASCONFERENCE.RU

Основные темы конференции: проектирование строительства скважин, новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин, организация, контроль и супервайзинг буровых работ.

выставка **СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ – 2019**
Сургут, 25–27 сентября
SNGEXPO.RU

Площадка, где демонстрируются последние разработки и достижения российских и зарубежных компаний в области добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.

GF St. Petersburg Gas Forum

1–4 ОКТЯБРЯ 2019

IX ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИ УЧАСТИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РОССИЙСКИЙ ЭКСПОРТНЫЙ ЦЕНТР

ЭКСАР

РОСЭКСИМБАНК

ПАРТНЁРЫ

ГАЗПРОМ

wintershall

uniper

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ

Комита ГРУППА КОМПАНИЙ

ГАЗПРОМБАНК

ТМК ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ГМС ГРУППА

ГРУППА ЧТПЗ

Концерн ВКО Алмаз – Антей

ЗТЗ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР **ЭКСПОФОРУМ**

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2168, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

18+

GAS-FORUM.RU

Российская Энергетическая Неделя 2019

При поддержке

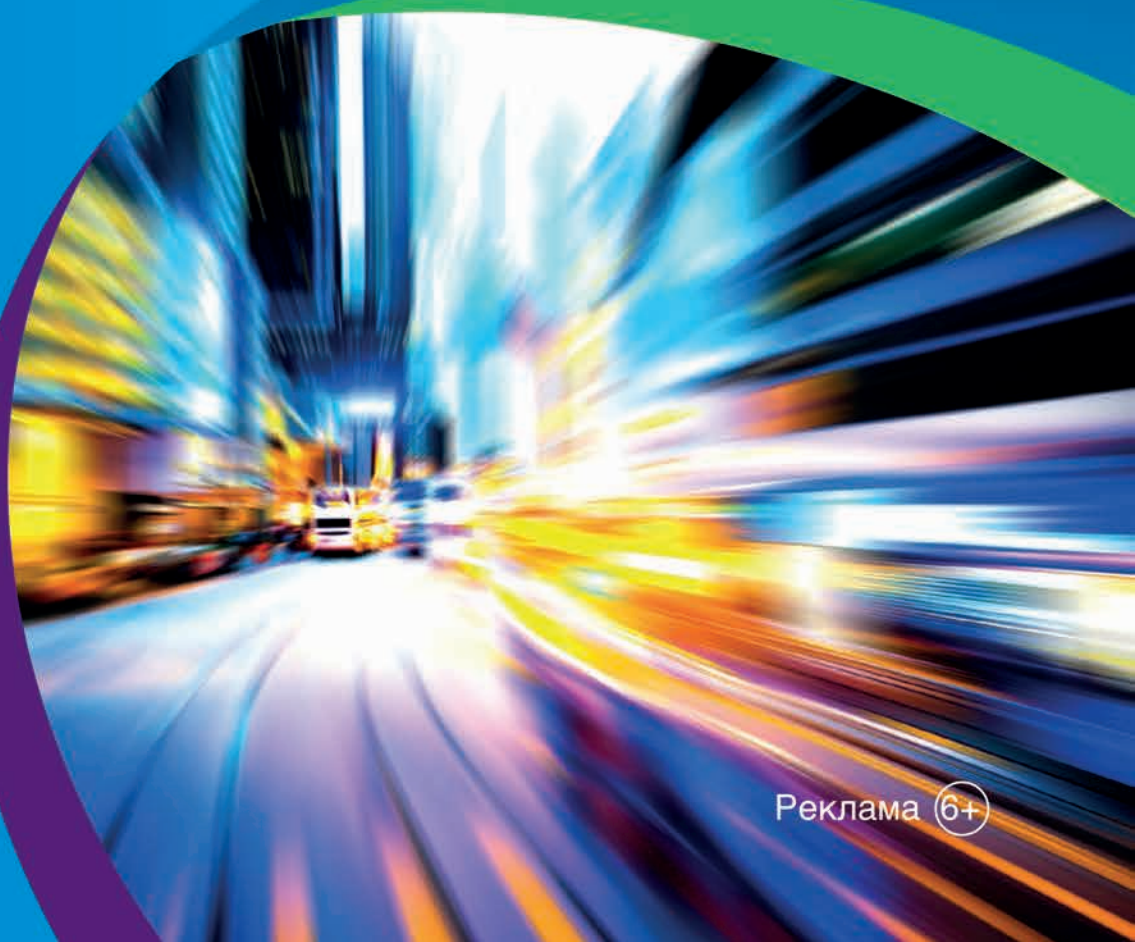
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

rusenergyweek.com

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

2–5
октября
Москва,
ЦВЗ «Манеж»



Реклама 6+

تحت رعاية صاحب السمو الشيخ خليفة بن زايد آل نهيان رئيس دولة الإمارات العربية المتحدة
UNDER THE PATRONAGE OF H.H. SHEIKH KHALIFA BIN ZAYED AL NAHYAN, PRESIDENT OF THE UNITED ARAB EMIRATES

Host

أديبك ADIPEC | أدنوك ADNOC

Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference

11 – 14 November 2019

One global industry. One city. One meeting place.

Supporters

BOOK YOUR STAND FOR ADIPEC 2019

A GLOBAL EVENT SHAPING THE FUTURE OF OIL & GAS

ADIPEC 2019, one of the world's premier meeting places where thought leaders gather, businesses converge and new technologies drive solutions and growth in a world of accelerating change. Join 145,000+ trade visitors from 135 countries and access the most innovative products and services for the oil and gas industry.

WHY EXHIBIT?

1 **ENGAGE** - with your target audience in a short space of time, and explore new ideas, gain product feedback and understand the trends shaping the future of the industry.

2 **NETWORK** - one meeting place where thought leaders gather, businesses converge and decisions are made in a world of accelerating change for our industry.

3 **PURCHASING POWER** - with 82% of attendees either a decision maker, purchaser or influencer, the event delivers real business opportunities.

4 **KNOWLEDGE EXCHANGE** - with 980 speakers from all over the world, ADIPEC provides one of the most comprehensive conference programmes in the world.

5 **INTERNATIONAL PERSPECTIVE** - 2,200+ exhibiting companies from 135 countries meet to discuss business and develop new opportunities. 29 international country pavilions play a key role in promoting bi-lateral trade.

ADIPEC 2019 FAST FACTS

155,000
Gross sqm of exhibiting space

145,000+
Trade Visitors

2,200+
Exhibiting Companies

42
Exhibiting NOCs and IOCs

29
Exhibiting International Country Pavilions

161
Conference Sessions

980+
Expert Speakers

10,400+*
Conference Delegates

* Repeat conference delegates

BOOK A STAND - www.adipec.com

#ADIPEC #ADIPEC2019

ALTERNATIVELY, THERE ARE 3 EASY WAYS TO CONNECT WITH US:

1 Web: www.adipec.com/bookastand
2 Mail: adipec.sales@dmgevents.com
3 Tel: +971 2 444 4909

Official Hotel Partner | ADIPEC Host City | Venue Partner | Official Broadcast Partner | Official Media Partner | Technical Conference Organised By | ADIPEC Organised By

Нефтегазовый форум
инноваций и инвестиций

13-14 ноября

г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2019

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

SIB Expo SERVICE

E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

межрегиональная специализированная выставка

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

САХАПРОМЭКСПО-2019
НЕДРА ЯКУТИИ

30 - 31 октября 2019 г. г.ЯКУТСК

Нефть и Газ. Горное дело. Уголь майнинг
Золотодобыча. Газификация. Экология. Спецтехника

Организаторы:

SIB Expo SERVICE
Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск

САХАЭКСПОСЕРВИС
Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

Тел:(383) 3356350, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

16+

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

30 мая 2019 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

TEK-R.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний; Настенная нефтегазовая карта

12 сентября 2019 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ; Настенная нефтегазовая карта

30 октября 2019 | 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

TEK-R.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний; Настенная нефтегазовая карта

20 ноября 2019 | НЕФТЕГАЗРЕКЛАМА

Продвижение продукции и услуг для нефтегазового комплекса

Обсуждение сложных продаж на рынке B2B. Особенности продвижения новой продукции, укрепления бренда поставщика, формирования репутации. Затрагиваются вопросы исследования рынка, прогнозных потребностей нефтегазового комплекса

TEK-R.RU — Подведение итогов ежегодного рейтинга "НЕФТЕГАЗ-РЕКЛАМА" и награждение победителей

5 декабря 2019 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

TEK-R.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа; Настенная нефтегазовая карта

20 февраля 2020 | ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

TEK-R.RU — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике

OIL-GAS.RU — Настенная карта по электроэнергетике

18 марта 2020 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса; Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store
GET IT ON Google play

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

18-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
16-18 ОКТЯБРЯ 2019

NT-EXPO.RU

НПФ ЭИТЭК
основана в 1992 году

Основной принцип работы ООО «НПФ ЭИТЭК» — разработка максимально эффективных и экономичных решений задач, поставленных Заказчиком, и их последующая промышленная реализация с использованием собственных «ноу-хау», патентов и современных технологических схем. Разработки, патенты и технологии, которыми обладает ООО «НПФ ЭИТЭК» позволяют в кратчайшие сроки, в соответствии с международными и Российскими стандартами качества, выполнить работы по реконструкции, проектированию и строительству объектов нефтепереработки, нефтехимии и нефтедобычи.

Основные направления работы ООО «НПФ ЭИТЭК»:

- **ПРОЕКТИРОВАНИЕ И КОМПЛЕКТНАЯ ПОСТАВКА ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРОВ** для установок подготовки нефти для нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий;
- **РЕКОНСТРУКЦИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРОВ:** приведение к нормам Ростехнадзора, расчет и изготовление новых коллекторов, электродной системы, фторопластовых изоляторов, установка **ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРА.**

Электродегидратор

Взрывозащищенная система электропитания электродегидратора

- разработка технических проектов ректификационных колонн (выполнение технологических, гидравлических, прочностные расчетов), **ИЗГОТОВЛЕНИЕ** на собственной производственной базе **ВНУТРЕННИХ УСТРОЙСТВ КОЛОНН**;
- разработка технических проектов, изготовление и поставка высокопроизводительных **НАПОРНЫХ НЕФТЕОТДЕЛИТЕЛЕЙ** для водооборотных систем;
- проектирование, строительство новых и реконструкция старых водооборотных систем промышленных предприятий;
- реконструкция нефтеперерабатывающих установок с целью улучшения их технологических показателей;
- расчет, поставка, монтаж, шефмонтаж систем промышленного электрообогрева и теплоизоляции

Проектно-конструкторский, инженерный и производственный потенциал фирмы позволяет предлагать комплексные решения, включающие:

- подготовку базовых проектов и разработку стадий «Проект» и «Рабочая документация», сопровождение прохождения экспертизы проекта;
- проектирование, изготовление и комплектацию технологического оборудования, КИПиА и АСУ ТП;
- выполнение шеф-монтажных, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая авторский надзор и обучение персонала Заказчика.

ООО «НПФ ЭИТЭК» является членом СРО НП «Проектные Организации ОАО «НК «Роснефть» и «Альянс Строителей» и имеет Свидетельства о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, в том числе для особо опасных и технически сложных объектов. В ООО «НПФ ЭИТЭК» внедрена и действует система менеджмента качества ГОСТРИСО9001-2011 (ИСО9001:2008) применительно к выполнению проектных и строительных работ.

ООО «НПФ ЭИТЭК»

г. Москва, ул. Ивана Бабушкина, 10
+7 (495) 926-1080
mail@eitek.ru

Филиал в г. Нижнекамск

г. Нижнекамск, ул. Строителей, 6а
+7 (8555) 42-45-94, 42-46-50.
eitek.nk@mail.ru

WWW.EITEK.RU

УЛЬТРАСКАН 2004М

Прибор дистанционного контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением модифицированный

ПОЛУЧЕНИЕ ПРИБОРОМ ДАННЫХ

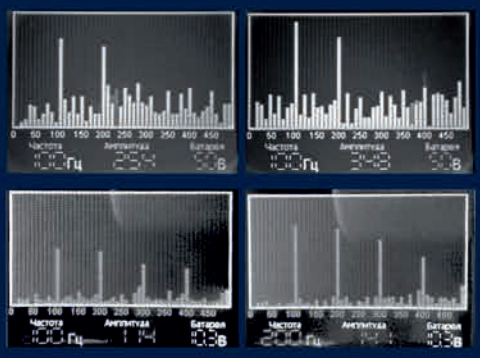
ПРИБОР ПРЕДНАЗНАЧЕН для дистанционного бесконтактного определения мест утечек электрического тока в элементах конструкций линий электропередачи, подстанций, в изоляторах контактной сети железных дорог, а также для их визуального контроля.
Прибор может найти применение для контроля мест утечек жидкостей и газов в газо- и трубопроводах, находящихся под давлением.
Прибор пригоден для контроля высоковольтного оборудования напряжением до 110 кВ. Наибольшая эффективность достигается при контроле состояния электрооборудования напряжением 6-35 кВ.

ХАРАКТЕРИСТИКИ

Максимальная дальность определения дефекта	15 м
Угол раскрыва диаграммы направленности по уровню 0,7	не более 5 град
Диапазон принимаемых частот	37-42 кГц
Длительность записи сообщений*	не менее 2 часов
Кратность оптического визира	4
Диапазон рабочих температур	-10...+40 °С
Время непрерывной работы от одной зарядки	не менее 8 часов
Габаритные размеры	380x250x80 мм
Вес	не более 2,5 кг

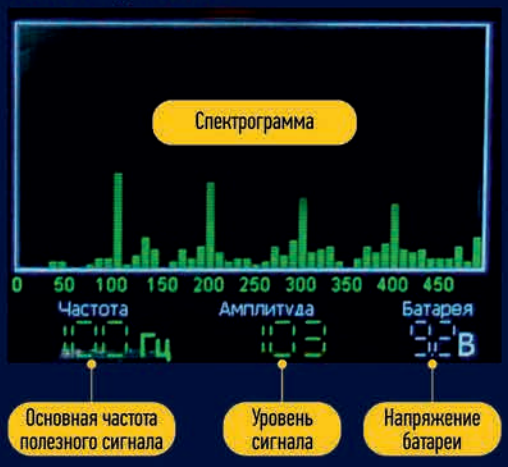
* в зависимости от комплектации.

ВНЕШНИЙ ВИД СПЕКТРОГРАММ ДЕФЕКТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ



Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц. Характерный вид спектра приведен на графиках. Здесь хорошо видны спектральные составляющие 100 Гц и 200 Гц, показывающие, что принятый сигнал характеризует именно дефект изоляции, а не посторонний шум. При этом остальные гармоники меняются хаотически.

ОТОБРАЖЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ НА ЖК-ИНДИКАТОРЕ



Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала.
Также на индикаторе отображаются уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов.
Вид спектрограммы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.
По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

ООО НПП «Метакон» 634034, Россия, г. Томск, ул. Вершинина, д. 25/2, кв. 2. Тел./факс: (3822) 56 27 80