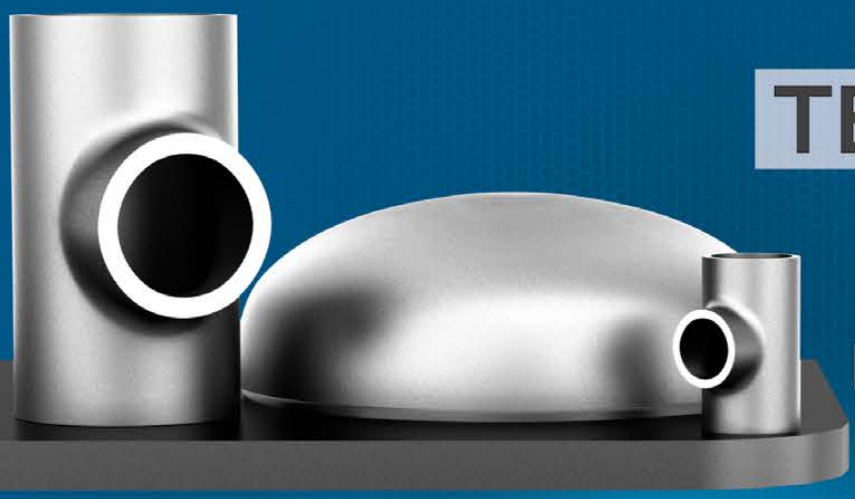
№3 (63) МАЙ 2018

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ТРИЗы

Проблемы освоения и экологии
Нижнеберезовская подсвита
Новые залежи в Пермском крае
Разработка месторождений с низкопроницаемыми коллекторами



ТЕХНОЛОГИИ

Петроупругая модель оолитового известняка
Выбор топлива для тепловой обработки пласта
Измерение толщины парафинистых отложений
Энергия солнца для учета расхода газа
Пневмокаркасные сооружения
Гребные электродвигатели ледоколов

УралТрубоДеталь
Качество в деталях
www.uraltrubodetal.ru

Available on the App Store

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

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

САМОХОДНЫЕ ПЛАТФОРМЫ
СЕМЕЙСТВА РКР-63221

Платформа самоходная (машина) РКР-63221, колесной формулы 8х6, компоновки «кабина за двигателем», предназначена для изготовления техники специального назначения, а именно для транспортировки буровых модулей, использующихся в нефтегазодобывающей промышленности, в том числе при бурении и капитальном ремонте скважин.

За последние два года на российском рынке нефтепромыслового, бурового и геологоразведочного оборудования появился новый уникальный продукт, разработанный и изготовленный отечественными производителями под торговой маркой «РКР». Речь идет о платформах самоходных моделей РКР-6322 и 63221, предназначенных для транспортировки буровых модулей, агрегатов для капитального ремонта скважин и колтюбинга, оборудования для геологоразведки и ГРП, тяжелых компрессорных станций и пр.

На сегодняшний день, после успешных эксплуатационных испытаний опытно-промышленной партии платформ в составе агрегатов для ремонта скважин УПА-60/80 и БАРС-80 на месторождениях Оренбургской области, Республики Коми, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, производителями окончательно завершена доработка конструкции, проведена сертификация и налажен серийный выпуск упомянутых машин.

Платформа самоходная представляет собой доработанный и улучшенный аналог автомобильного шасси КрАЗ-63221, оснащена силовым агрегатом ЯМЗ-238Д2 (ЯМЗ-238ДЕ2), прочность и ремонтопригодность конструкции обеспечивается рамой из горячекатаного швеллера 30В1, а также «КрАЗовской» подвеской и узлами трансмиссии. За счет освоения уникальных технологий, дополнительно к простоте в обслуживании машины, производитель имеет возможность предложить заказчикам требуемые размеры колесной базы и монтажной длины рамы, колесную формулу и ошиновку, а также улучшить массогабаритные показатели транспортного средства, включая полезную нагрузку и развесовку по осям.

Эти преимущества дают возможность изготовителям навесного оборудования выполнять жесткие требования действующего дорожного законодательства и позволяют конечным потребителям спецтехники передвигаться по дорогам общей сети без оформления дополнительных разрешительных документов.

Для обеспечения качественной и бесперебойной работы машины в условиях экстремальных температур и бездорожья в конструкции платформы самоходной, системах ее управления применены высококачественные комплектующие известнейших мировых брендов, в том числе:

- привод сцепления (ПГУ), аппарат подготовки воздуха, кран уровня пола (для дополнительной оси) производства «Knorr-Bremse»;
- электропневмоклапана, трубки, рукава высокого давления, краны, фитинги, штуцера, другие детали и узлы, обеспечивающие работу рулевого управления, сцепления, топливной и тормозной систем, производства ведущего итальянского поставщика автокомпонентов «Camozzi»;
- в ответственных резьбовых соединениях применены болты повышенной прочности (класс 10.9).

С целью соблюдения требований безопасности работы техники на нефтегазовых скважинах платформы самоходные оборудованы аварийным остановом двигателя за счет экстренного перекрытия подачи воздуха.

По дополнительному требованию заказчика на шасси может быть установлена односкатная ошиновка, а также применены дополнительные опции для эксплуатации техники в холодном климате (ПЖД, автономный отопитель, топливный фильтр с подогревом) и т.п.

Платформа самоходная РКР-6322, 63221 сертифицирована в рамках технического регламента ТР ТС 010/2011 «О безопасности машины и оборудования» (Сертификат соответствия № RU.C-RU.АЖ26.В.01391) и обеспечивается всем необходимым набором эксплуатационной и сопроводительной документации.

Более подробную информацию о технических особенностях выпускаемых машин, вариантах их доработок, стоимости, условиях изготовления и поставки, а также оформления регистрационных документов в органах технадзора Вы можете получить у наших сотрудников.

Заместитель директора
Сорвин Виктор Валентинович:
+7 903 261 00 95
viktor.sorvin@gmail.com

Наши координаты:
ООО «ТД ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПОСТАВКИ»
115533, г. Москва, Набережная Нагатинская дом 12, корпус 2, офис 59
tdprompostavki@gmail.com
www.tdruskraz.ru

Производственная площадка:
ООО ТД «Арсенал-Сервис»
142664, Московская обл., Орехово-Зуевский район, деревня Кабаново, 89 «А»
oooarsenalservis@mail.ru
www.arsservis.ru/kraz

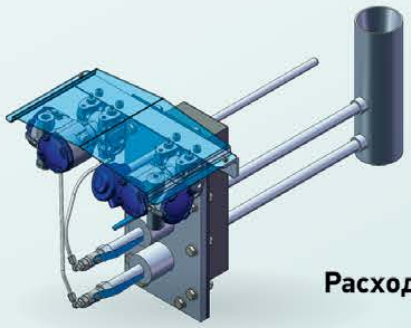
АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ СПЕ СГА

Анализатор пыли OPASTOP GP4000H
Анализатор влажности Hygrophil H 4230
Анализатор расхода ZMV
Мультиканальные газоанализаторы ZKJ ZRJ для измерения CO,CO_2,NOx, SO_2, O_2

Компоненты газа
- CO – NOx – SO_2 – O_2 – NH_2 – HCl – H_2O
- N_2O – Co_2

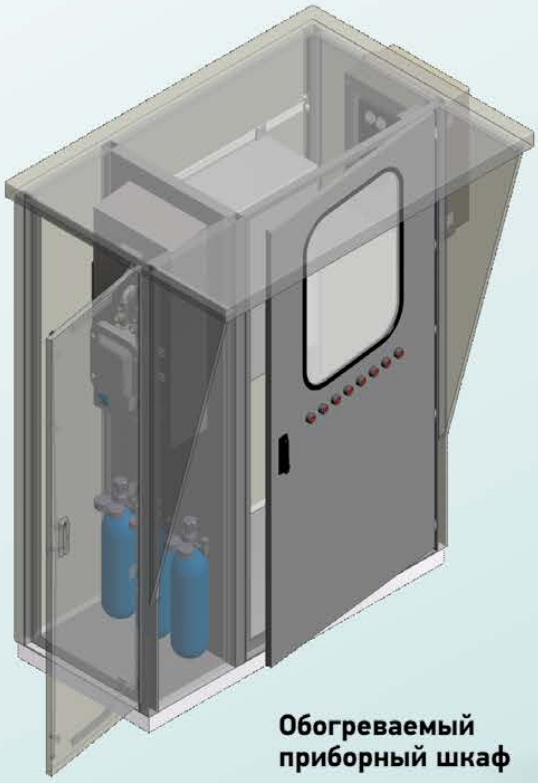
Прочие измерения
- Скорость потока дымовых газов
- Давление дымовых газов
- Температура дымовых газов
- Мониторинг запыленности

Анализатор пыли



Расходомер

Пробоотборный зонд



Обогреваемый приборный шкаф

Анализатор влажности

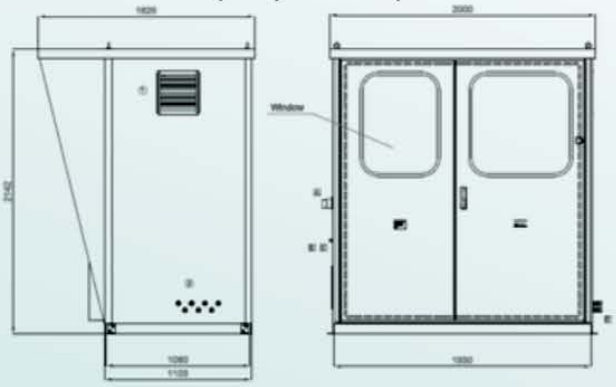
5 компонентов NDIR: Серии ZKJ

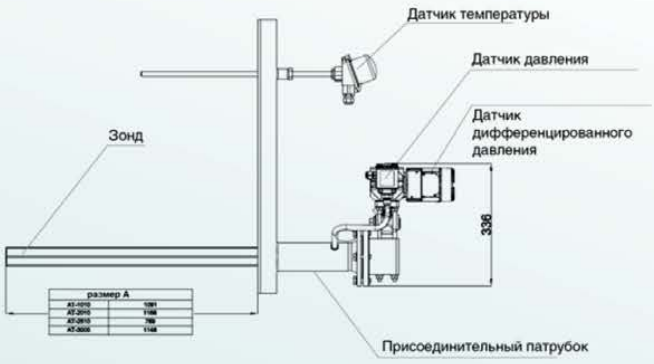
Компонент	Минимальный диапазон	Максимальный диапазон
NO	0–50 ppm	0–500 ppm
SO_2	0–50 ppm	0–10% объёмн.
CO_2	0–20 ppm	0–100% объёмн.
CO	0–50 ppm	0–100% объёмн.
CH_4	0–200 ppm	0–100% объёмн.
N_2O	0–200 ppm	0–2000 ppm
O_2*	0–5% объема	0–100% объёмн.

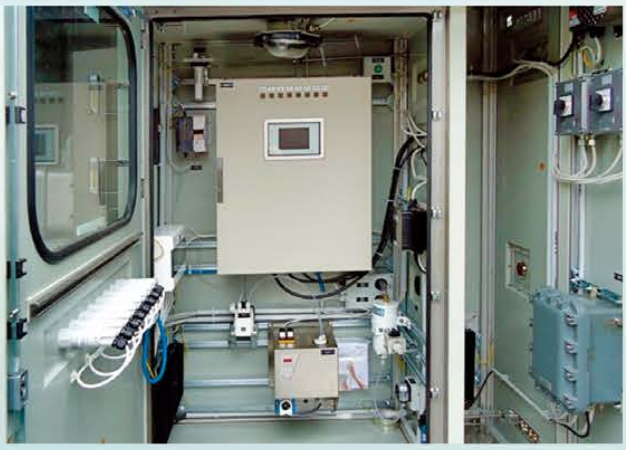
*встроенный парамагнитный датчик

Конструктивное исполнение

Приборный шкаф

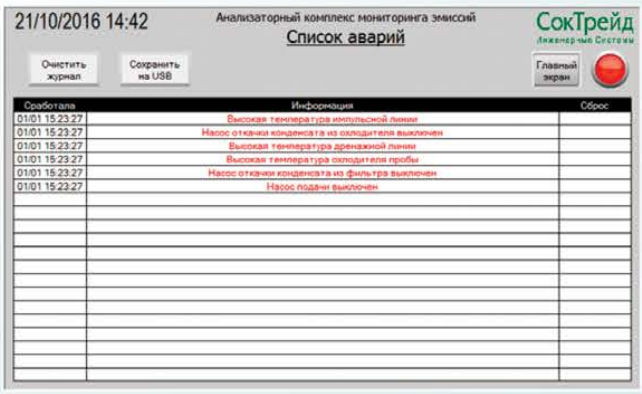


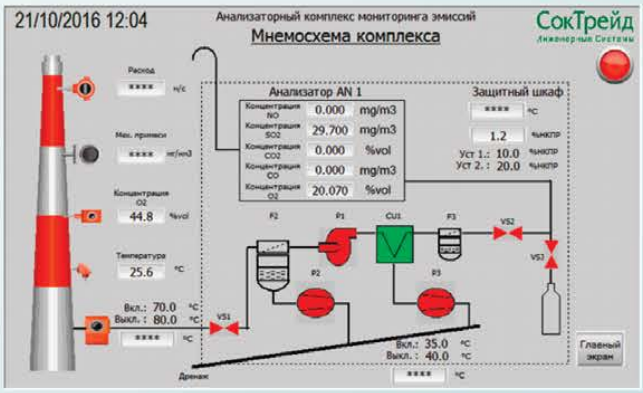




Пользовательский интерфейс ГЛАВНОЕ МЕНЮ

Пользовательский интерфейс ЭКРАНЫ ДИАГНОСТКИ





Сертификаты

СокТрейд
Инженерные Системы

8-800-5550730 (БЕСПЛАТНО ПО РОССИИ) info@soctrade.ru www.soctrade.ru

НАСОСНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ СИН31.75

ОСНАЩЕНИЕ

- Насос пятиплунжерный СИН75
- Планетарный редуктор СИН76
- Силовая установка Cummins, MTU, Caterpillar
- Пульт управления
- Автоматическая трансмиссия Caterpillar, Allison

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Тип насоса	пятиплунжерный горизонтальный				
Номинальная мощность дизеля, кВт (л.с.)	1491 (2000)				
Диаметр плунжера, мм	100	125	140	160	180
Давление максимальное, МПа	105	67	50	40	32
Идеальная подача, л/с (при максимальном давлении)	9,8	15,4	19,3	25	36
Расход максимальный, л/с	32	51	64,5	84	106
Транспортная база	полуприцеп				
Габаритные размеры, мм	14000x2500x4000				
Масса установки, кг	не более 35000				

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

РОССИЙСКИЙ ПЯТИПЛУНЖЕРНЫЙ НАСОС СИН75
с секционным гидроузлом и подшипниками скольжения

БОЛЬШОЙ РЕСУРС РАБОТЫ,
не менее 30 000 м/ч

выполнена
В ТРАНСПОРТНОМ ГАБАРИТЕ

ВЫСОКИЙ КПД
насоса, не менее 90%

ВЫСОКИЙ КПД
редуктора, не менее 95%

СИНЕРГИЯ®
завод нефтегазового машиностроения

НАСОСНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ БУРЕНИЯ ОСНОВНЫХ СТВОЛОВ СИН50.4.75

ОСНАЩЕНИЕ

- Насос пятиплунжерный СИН75
- Планетарный редуктор СИН76
- Двигатель переменного тока (0,69 кВ или 6 кВ)
- Муфта комбинированная с карданным валом
- Манифольд приёмный Ду250
- Манифольд напорный Ду100
- Съёмное теплоизолированное укрытие
- Пульт управления

ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

Тип насоса	пятиплунжерный горизонтальный				
Электродвигатель, кВт	1600				
Диаметр плунжера, мм	100	125	140	160	180
Давление максимальное, МПа	50	43	34	26	21
Расход регулируемый, л/с	от 8 до 35	от 12 до 55	от 15 до 69	от 20 до 90	от 25 до 114
Транспортная база	полуприцеп, сани, рама				
Габаритные размеры, мм	13020x2500x3870				
Масса установки, кг	не более 30000				

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

РОССИЙСКИЙ ПЯТИПЛУНЖЕРНЫЙ НАСОС СИН75 с секционным гидроузлом и подшипниками скольжения

БОЛЬШОЙ РЕСУРС РАБОТЫ, не менее 30 000 м/ч

ТРАНСПОРТНЫЙ ГАБАРИТ И МАКСИМАЛЬНАЯ ГОТОВНОСТЬ к использованию

ВЫСОКИЙ КПД насоса, не менее 90%

ПЛАВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РАСХОДА за счёт применения преобразователя частоты

ДЛИТЕЛЬНЫЙ РЕЖИМ непрерывной работы

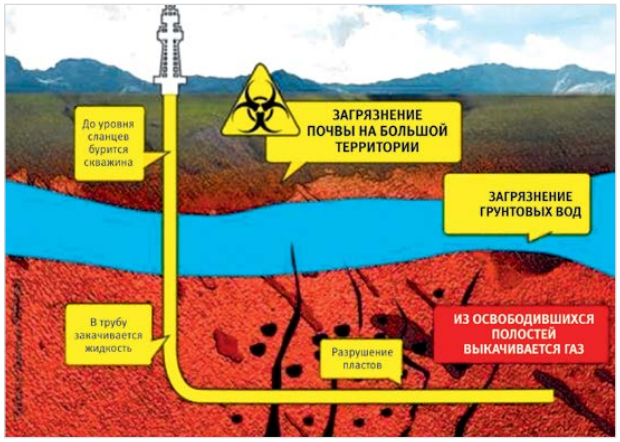
+7 (342) 267 22 80 | od@sinergia.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

14 В.Л. Шустер, С.А. Пунанова. Нетрадиционные трудноизвлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии



20 Я.О. Карымова. Литолого-емкостная модель пустотного пространства наноколлекторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири

26 Д.Б. Родивилов, П.Н. Кокарев, В.Г. Мамяшев. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства

32 Т.И. Майорова, Н.В. Попова. Перспективы открытия новых залежей углеводородов в маломощных пластах освоенных месторождений в Пермском крае

Геофизика

36 М.Ф. Гасеми, И.О. Баюк. Петроупругая модель оолитового известняка в масштабе керна

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Оборудование

42 РУСЭЛПРОМ: мы строим историю России

Добыча

46 Д.С. Климов, Э.С. Закиров. Новый подход к разработке месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми коллекторами

53 С.Ю. Коротин, А.И. Щелоков. Выбор топлива для комплекса тепловой обработки нефтеносного пласта

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (63) май 2018

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

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

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

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

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

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

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 22.05.2018
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

58 РУСКОМПОЗИТ примет участие в 25-ой юбилейной Международной выставке «Нефть и газ Каспия – 2018»

КИПиА

Измерительные приборы

62 А.В. Коптева, В.Ю. Коптев. Бесконтактная система измерения толщины парафинистых отложений нефти в погружном оборудовании и нефтепроводах

66 ООО «ГЛОБУС»: Перспективность применения счетчиков газа ТРСГ-ИРГА на скважинах, эксплуатирующихся газлифтным способом

68 ГК «Взлет»: Энергосбережение для всех

МЕРОПРИЯТИЯ

70 Выставка «Нефтегаз-2018» и Национальный нефтегазовый форум — поддержка инновационного развития ТЭК России

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

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@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:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / vsmanukov@gmail.com
Гогоненков Г.Н. / gogonenkov@vnigni.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Муртазина Т.М. / murtazina_taslia@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru
Индрупский И.М. / i-ind@ipng.ru
Алтунина Л.К. / alk@ipc.tsc.ru
Ахапкин М.Ю.

Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель 7AVE 3e

Economical
Environmentally friendly
*Energy efficient**

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

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Используется в составе частотно-регулируемого привода

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

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

**Экономичный, экологичный, энергоэффективный*

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

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

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
3 (63) may 2018

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / vsmanukov@gmail.com
Georgiy Gogonenkov / gogonenkov@vnigni.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Taslia Murtazina / murtazina_taslia@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru
Il'ya Indrupskiy / i-ind@ipng.ru
Lubov K. Altunina / alk@ipc.tsc.ru
Mikhail Akhapkin

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

ISSUE DATE: 22.05.2018

CIRCULATION: 10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

Vladimir L. Shuster, Svetlana A. Punanova. Non-traditional difficult oil and gas reserves: challenges of development and ecology 14

Yana O. Karymova. Lithological-capacitive models of voids of nano-reservoirs in the Lower Berzovskaya subseries in the north of the West Siberia 20

Danil B. Rodivilov, Pavel N. Kokarev, Vener G. Mamyashev. Gas saturation of the non-traditional reservoir of the Lower Berezovskaya subformation of the north of the West Siberia, and its relation to the void mineral composition and structure 26

Tamara I. Mayorova, Natalja V. Popova. Prospects of new hydrocarbon discoveries in the thin layers of the mature fields in the Perm Krai 32

Geophysics

Mohammad F. Ghasemi, Irina O. Bayuk. Petroelastic model of oolitic limestone at the core scale 36

PRODUCTION

Oil production

Dmitry S. Klimov, Ernest S. Zakirov. New methods for the development of oil and gas fields with low-permeability reservoirs 46

Semyon Yu. Korotin, Anatoly Y. Shchyolokov. The fuel supply of the heat treatment complex of an oil layer 52

Measuring equipment

Alexandra V. Kopteva, Vladimir Yu. Koptev. Non-contact system for measuring the thickness of paraffin deposits in downhole equipment and oil pipelines 62

Activities 70

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

ПОЛЕВЫЕ
СКЛАДЫ ГОРЮЧЕГО

ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ
для предприятий ТЭК

ЭКСПЕРТ В ХРАНЕНИИ
НАЛИВНЫХ ГРУЗОВ

info@poli.ru poli.ru

УДК 553.98

Нетрадиционные трудноизвлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии

В.Л. Шустер
д.г.-м.н., профессор, главный научный сотрудник[1,2]
tshuster@mail.ru

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

[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
[2]Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

В статье рассмотрены особенности строения и нефтегазоносности низкопроницаемых пород-коллекторов и опыт поисков и освоения нетрадиционных ресурсов нефти и газа в этих породах (сланцах, баженитах, доманикитах).

Ключевые слова
нефть, газ, трудноизвлекаемые ресурсы, низкопроницаемые коллекторы, формации, перспективы нефтегазоносности, скважины

В большинстве нефтедобывающих стран мира наметился тренд падения добычи и прироста ресурсов и запасов из хорошо изученных традиционных терригенных и карбонатных пород-коллекторов, залегающих на сравнительно небольших глубинах до 4–5 км и, как правило, на суше — так называемых традиционных (conventional) источников углеводородов (далее — УВ). Возникла необходимость поиска новых нетрадиционных (unconventional) источников УВ. Это газогидраты и водорастворенные газы континентов, газы в угленосных отложениях, высоковязкие тяжелые нефти, нефтяные пески и природные битумы (Heavy oil, Shail oil, Oil and Tar sands), нефти в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах (Tight oil and gas). Следует отметить, что мировые ресурсы УВ в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах, а также тяжелых нефтей, соизмеримы (и даже несколько больше) с ресурсами традиционных нефтей и газов [1].

Низкопроницаемые породы-коллекторы, содержащие нефть и газ, это: сланцы (США), породы баженовской свиты в Западной Сибири, отложения доманиковой свиты в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне (далее — НГБ), куонамской свиты в Восточной Сибири, кумской свиты в Предкавказье. Все эти отложения часто объединяют в общую группу — сланцы, что, по нашему мнению, неправильно. У каждого из этих типов пород-коллекторов свои особенности геологического строения и нефтегазоносности. Объединяет их низкая проницаемость, высокое содержание органического вещества и общие методы их разработки и добычи. Это бурение горизонтальных скважин и мультигидроразрыв пласта (далее — ГРП).

По разным причинам и в России, и в ряде других стран активного освоения нефтегазовых ресурсов в низкопроницаемых коллекторах не проводится. Это происходит, в основном, по технологическим, экономическим и экологическим причинам.

Сланцы — это породы смешанного литологического состава, состоящие из алевритовой и пелитовой фракций, обладающие сланцеватостью и высоким содержанием органического вещества (ОВ). Проницаемость сланцев, как правило, ниже 1 мД, минимальная — 0,01–0,001 мД. В профессиональной литературе встречаются следующие названия низкопроницаемых пород-коллекторов, применяемые в России: нетрадиционный коллектор, трещинный глинистый коллектор, тонкоплитчатый коллектор, аргиллитоподобный коллектор, листоватый коллектор, сланцы газовые, сланцы нефтяные, «жирные» сланцы, силициты или кремнистые породы, доманикиты, бажениты, хадумиты.

На рис. 1 дана схема скоплений УВ как традиционного, так и нетрадиционного типа.

Основные неопределенности и, соответственно, риски при проведении работ в сланцевых породах сводятся к следующему:

- отсутствие четкого представления о модели продуктивного пласта, о типе коллектора, о характере газонефтенасыщенности;
- неэффективность типовых интерпретационных методик как промысловой геофизики, так и сейсморазведки (отсутствует связь между физической характеристикой

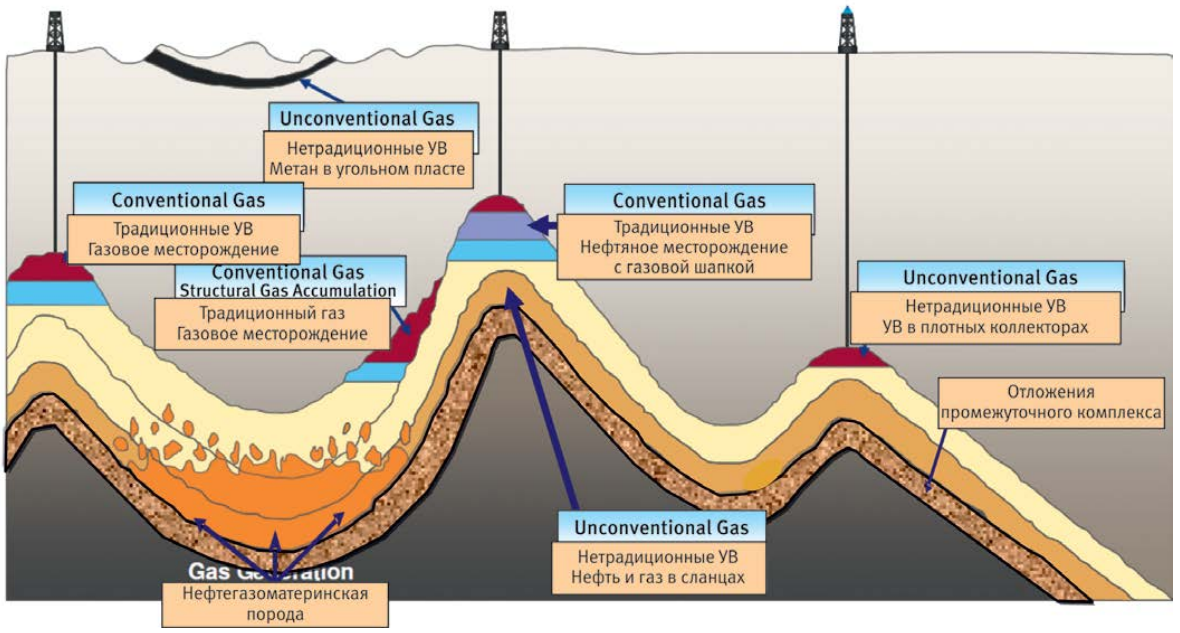


Рис. 1 — Схема традиционных и нетрадиционных скоплений УВ
Fig. 1 — Scheme of traditional and non-traditional hydrocarbon accumulations

объекта и сейсмическими атрибутами);
- технологические сложности при вскрытии и интенсификации пласта;
- малопригодность стандартных лабораторных методов определения подсчетных параметров;
- в области экономики: высокая затратность при освоении сланцевой нефти (4–5 лет назад стоимость добычи барреля нефти составила 60–80долл., по последним сообщениям, в связи с усовершенствованием технологии, уже 40 долл. То же самое касается сланцевого газа: добыча эффективна при высоких ценах и повышенном спросе;
- в области экологии: скопление значительных объемов загрязненной воды вблизи месторождений, которая не утилизируется, а также загрязнение грунтовых вод вредными химикатами (толуол, мышьяк, соляная кислота и др.); потери метана приводят к парниковому эффекту; сланцы имеют высокий уровень гамма-излучения, что приводит к повышению радиационного фона.

Отсюда и главные проблемы, осложняющие поиски, разведку и освоение ресурсов сланцевой нефти. Во-первых, необходимо разработать методику выявления и картирования нефтесодержащего объекта и создание модели строения залежи, еще до начала поисково-разведочного бурения. И, во-вторых, требуется разработка новых и промышленное освоение известных методов добычи, таких как мультигидроразрыв пласта и горизонтальное бурение скважин. Такие исследования проводятся в России [2, 3, 4].

О.М. Прищепа [5] при оценке перспектив нефтегазоносности УВ в сланцевых породах предлагает использовать следующие критерии:
- характер среды осадконакопления (морская, континентальная и др.);
- площадь распространения сланцевой толщи;
- строение (модель);
- мощность сланцевой толщи и отдельно толщина обогащенных органикой интервалов;
- глубина (подошва, кровля) толщи;
- среднее содержание органического углерода — $C_{орг}$;
- катагенетическая зрелость (R_o, %);
- оценка фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС) пород.

Рядом авторов [5, 6] предпринята попытка выделить перспективные сланцевые бассейны на территории России с прогнозной оценкой извлекаемых ресурсов в нефтяном эквиваленте по методу Фишера (США) — условное содержание нефти на 1 м^3 породы при поверхностной дистилляции из сланцев. Это Колымо-Омолонский (нефти — 8 млрд т, газа — 8 трлн м^3), Тунгусский (нефти — 8 млрд т, газа — 8 трлн м^3), Нелькано-Сетт-Дабанский — 2,0–4,0 млрд т нефти, Енисей-Хатангский — 1,5–2,5 млрд т нефти.

Баженовское «направление» геологоразведочных работ рассматривается в России как одно из перспективных для прироста запасов и увеличения добычи нефти [2], и уже сегодня и в ближней перспективе происходит освоение баженовской нефти Западной Сибири — одного из нетрадиционных источников УВ. По данным А.Э. Конторовича [2], извлекаемые ресурсы баженовской свиты составляют 18—60 млрд т. Первое Верхне-Салымское месторождение нефти в баженовских отложениях Западной Сибири открыто в 1967 г., разрабатывается с 1974 г. По данным центра В.И. Шпильмана, сегодня открыто 135 залежей нефти и газа на 54 месторождениях в баженовской свите. Отложения баженовской свиты распространены в Западной Сибири на площади 1 млн км^2. Сделаны первые шаги по созданию геологических моделей строения баженовской свиты, вырабатываются подходы к оценке ресурсов УВ в низкопроницаемых породах. По комплексу данных ГИС, керна, сейсморазведки и геохимических исследований проведено выделение в разрезе толщи пород-коллекторов с определением ФЕС, установлена изменчивость отложений свиты по площади и разрезу, в том числе за счет вторичных процессов. Предпринята попытка прогноза в разрезе нефтенасыщенной зоны по данным сейсморазведки и бурения.

Кроме баженовских отложений на территории России развиты также перспективные низкопроницаемые отложения доманикового комплекса позднего девона. Они распространены на обширных территориях Европейской части, в Тимано-Печорском и Волго-Уральском НГБ. Это породы с низкой проницаемостью (1,5–2,0 мД), характеризуются карбонатными (известняки, мергели) и глинисто-кремнисто-карбонатными высокобитуминозными отложениями.

В России рядом исследователей во ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИПНГ РАН проводятся исследования по созданию типовых моделей строения залежей УВ в низкопроницаемых коллекторах, критериев прогноза и оценки ресурсов нефти и газа потенциальных месторождений, их картирования и оценки экономической эффективности и экологической безопасности.

В последние 5–10 лет в США резко увеличили добычу газа, а затем и нефти, из сланцев, что позволило этой стране сделать резкий скачок и догнать в 2014–2015 гг. Россию по добыче нефти. В Америке под термином сланцевая нефть понимают нефть из горючих сланцев (shale oil) и нефть, содержащуюся в низкопроницаемых сланцах (tight oil). Для первого вида сланцев, при извлечении УВ используется низкоэффективная технология ex-situ process, а для второго (наиболее перспективного) используется технология in-situ process, когда нефть получают непосредственно из пласта.

Основные сложности добычи нефти и газа из низкопроницаемых сланцев связаны, помимо геологических аспектов (которые были указаны выше), с технологическими условиями бурения скважин и, как следствие, с экологией, безопасностью и экономическими рисками.

Сланцевая скважина состоит из вертикальной части ствола (до продуктивного пласта) и горизонтальной части длиной 1500–3000м. Одной из важнейших составляющих улучшения технологии и повышения эффективности добычи нефти является удлинение горизонтальной части ствола скважин. Повышение ФЕС пород в скважине достигается множественными гидроразрывами пласта (в среднем от 3 до 10 в отдельных скважинах). Например, в 2016–2017 гг. для одной операции ГРП требовалось 4000 т воды и 200 т песка, в воду добавлялось до 85 видов токсичных веществ.

Скважина стоимостью 4 млн долл. в 2014 г. строилась 20–30 дней. За последние годы существенно модернизированы буровые установки и значительно увеличено их количество. Это позволило увеличить скорость бурения скважин, горизонтальную составляющую ствола скважин, увеличить на порядок количество «дыр перфорации», улучшить рецептуру водного раствора. Все это позволило существенно снизить расходы на добычу сланцевой нефти и газа в США. Добыча сланцевой нефти в США производится в трех основных регионах, на месторождениях Bakken, Eagle Ford и в бассейне Rermian (около млн баррелей в день) [7, 8].

К проблемам добычи сланцевой нефти и газа, кроме вышеперечисленных, следует отнести быстрое падение первоначального дебита и коэффициента извлечения нефти и газа (до 70% в первый год), в среднем вдвое более короткий (по сравнению с традиционными) цикл работы скважин и значительные сложности при проведении поисково-разведочных работ. А также отсутствие четкого представления о модели строения пласта, типе коллектора, о характере нефтегазонасыщения сланцевой толщи.

На рис. 2, 3 приведены данные о строении и нефтегазоносности ряда сланцевых месторождений США. Анализируя эти материалы, можно заключить, что строение

Рис. 2 — Характеристика формации Баккен Уиллистонского бассейна США
Fig. 2 — Characteristics of the Bakken formation in the Williston basin in the USA

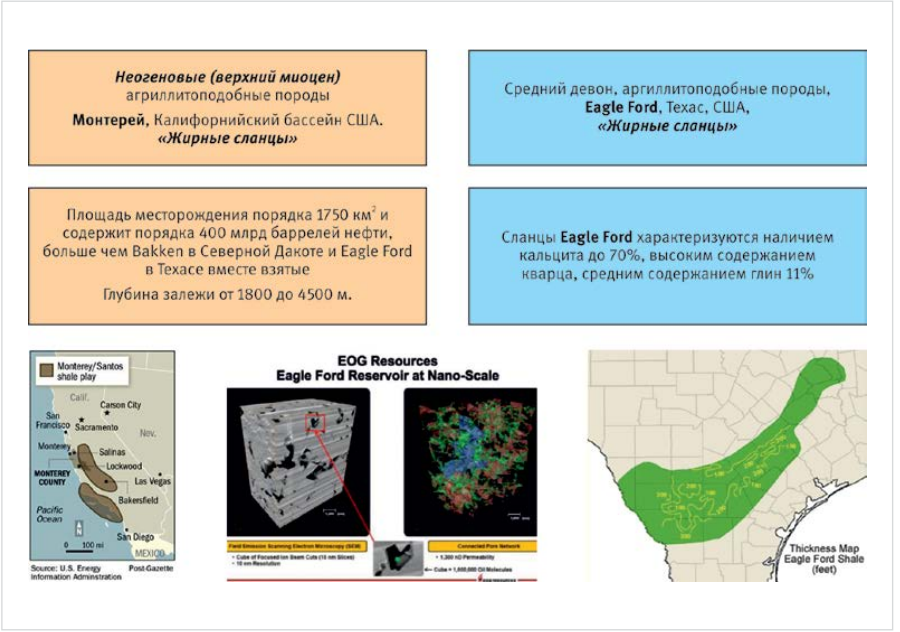


Рис. 3 — Характеристика формации Монтерей Калифорнийского бассейна США
Fig. 3 — Characteristics of the Monterey fromation in the Californian basin in the USA

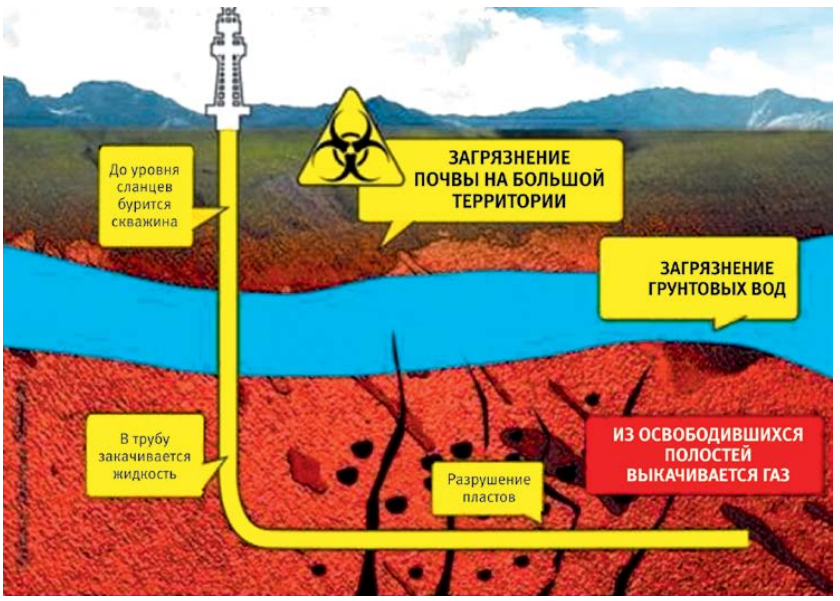


Рис. 4 — Схема горизонтального бурения и плачевные последствия сланцевой революции
Fig. 4 — Horisontal drilling chart and bad consequences of the shale revolution

Объект исследования	Концентрация микроэлементов в сланцах (по декадам), г/т						
	‹ 0,01	0,01–0,1	0,1–1,0	1,0–10	10–100	100–1000	›1000
Черные сланцы	Au		Hg, Re, Ag	Ge, W, Be, U, Hf, Th, Sn, Cs, Se	Sc, Nb, Co, Ga, Pb, Y, Mo, As, La, Li, Cu, Ce, B, Rb, Ni, Cr	Zr, Sr, Zn, V, Mn, Ba	Ti
Горючие сланцы	Re, Au	Ag	Hg	Ge, Mo, W, Be, U, Hf, Th, Sn, Cs	As, Se, Sc, Nb, Co, Ga, Pb, Y, La, Cu, Li, Ni, Ce, Cr, Zn	Rb, Zr, B, V, Sr, Mn, Ba	Ti

Таб. 1 — Распределение усредненных данных по содержанию МЭ в минеральном веществе сланцев
Table 1 — Distribution of the average data on the microelement content in the shale mineral substance

сланцевой толщи крайне неравномерное по ФЕС пород и нефтенасыщению. А так называемые «сладкие пятна» занимают только часть толщи, а на месторождении Eagle Ford (рис. 3) — лишь незначительную часть.

Многими производственниками и учеными отмечались значительные негативные экологические последствия разработки сланцевых месторождений и тяжелых нефтей, наносящие серьезный вред окружающей среде. Так, Т.И. Двенадцатова [9] констатирует, что в последнее время споры вокруг экологических последствий добычи сланцевого газа и его роли в будущем мировой энергетики не только не утихают, а лишь разгораются с новой силой. Автор приводит следующие риски, возникающие при бурении горизонтальных скважин и использовании ГРП: 1) рост сейсмоактивности в связи с изменением структуры недр; 2) загрязнение грунтовых вод, что напрямую связано с последующим заражением питьевой воды в местах непосредственной близости от добычи; 3) загрязнение поверхностных вод и почвы; 4) выброс в атмосферу метана (рис. 4).

На фоне сравнительно высокой изученности последствий воздействия УВ на окружающую среду практически не затрагивается проблема негативного влияния микроэлементного (далее — МЭ) состава как самих сланцев, так и сланцевой нефти, при освоении сланцевых месторождений, что связано с обогащенностью нафтидов потенциально токсичными элементами (далее — ПТЭ). К таковым относят: Fe, As, Be, Cl, Co, Cr, F, Hg, Mn, Ni, Pb, Sr, Sb, Se, Tl, V, Zn, U, Th, Rn и др.

При разработке сланцевых формаций необходимо учитывать высокие содержания МЭ, концентрирующихся в них. Известно, что около 15–20% добываемого УВ сырья содержат в своем составе ПТЭ в количествах, превышающих их безопасный уровень, и объемы его добычи с годами возрастают. Наиболее миграционно подвижные и летучие из них: Hg, Cd, As и др. В числе прочно химически связанных в комплексных металлоорганических соединениях в УВ: V, Ni, Co, Cr, Cu, Zn и другие биологически инертные в природной нефти и битумах, но токсично опасные в микродисперсном состоянии после техногенного и особенно высокотемпературного (›450°C) воздействия на сырье. Актиноиды, вне зависимости от прочности связи с молекулярными структурами УВ, входят в класс активно опасных в любом состоянии. Исследования экологических последствий разработки нефтяных месторождений с повышенным содержанием токсически опасных элементов проведены С.П. Якуцени [10]. Им выполнен анализ токсорисков и предложены основы стратегии превентивной защиты окружающей среды от негативного влияния при освоении углеводородов, обогащенных потенциально токсичными элементами. Этими элементами обогащены и сами сланцевые породы, и добываемые из них сланцевые УВ.

Тепловое воздействие на пласт, увеличение давления, закачка химических реагентов при ГРП пласта при большом количестве перфораций на протяжении длинного горизонтального участка приводит к высвобождению элементоорганических соединений, возможно летучих металлов и их выбросу в окружающую среду. Теплохимические

методы, например, метод внутрипластового горения при выработке запасов ванадиеносных нафтидов не приемлемы в виду значительных потерь металлов в пласте, а также из-за возможного попадания V и Ni в вышезалегающие водоносные горизонты, используемые для водоснабжения населения. Подобное уже зафиксировано на участке внутрипластового горения месторождения Каражанбас: по данным Т.В. Хисметова (1992), анализ проб пластовых вод из скважин этого участка показал наличие в них V и других МЭ. Проведенное лабораторное моделирование [4] также подтвердило факт потери нафтидами МЭ при высоких температурах и перехода их в окружающую среду, либо при сорбции на породах вместе со смолисто-асфальтеновыми компонентами, либо за счет разрушения металлоорганических соединений.

Повышенные концентрации МЭ в ряде черных и горючих сланцев (для некоторых элементов содержание выше 100 г/т) подтверждают детализированные усредненные данные по 36 МЭ (таб. 1).

Анализ содержаний большой группы МЭ в сланцах формации Барнетт (США) указывает на высокие концентрации в них целого ряда токсичных элементов: V, Ni, Rb, Fe, Ti (рис. 5).

Достаточно четко видна большая обогащенность МЭ глинистых отложений нижнего и верхнего Барнетта, характеризующихся высоким содержанием органического вещества, по сравнению с известковистыми разностями среднего Барнетта. Концентрация основных породообразующих элементов составляет целые проценты (Fe, Ca, Si, Mg, Al, K, Ti, Sr), а содержание ряда ПТЭ приближается или превышает 100 г/т (Ni, Rb, V, Cr, Mn, Zn).

В последние годы особое внимание уделяется оценке объемов экологически опасного загрязнения окружающей среды ртутью и ее соединениями, образующимися в результате добычи сланцев, углей, нефтей и их переработки. Наибольшее число исследований по оценке поведения ртути при сжигании твердых и жидких топлив выполнено в США по программе защиты окружающей среды [12]. Выброс ртути в атмосферу при сжигании нефтей может составить $1{,}0 \cdot 10^{-3}$ г/т. Исследования позволяют сделать вывод, что ртуть присутствует в нафтидах в виде обладающих высокой летучестью высокодисперсных капель металлической ртути, как основной формы ее летучих соединений, диалкилов ртути, а также нелетучих сульфидов и химических соединений в асфальтенах, которые могут быть основным ее компонентом в некоторых нефтях. Выявленное обстоятельство свидетельствует о широкой распространенности ртути в природе и важности оценки ее количеств [13].

Итоги

Приведены результаты геологического строения новых нетрадиционных низкопроницаемых пород-коллекторов. Показан опыт освоения нефтегазовых ресурсов в сланцевых породах, в первую очередь, в США.

Проанализированы геологические, технологические, экологические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов в сланцах, баженитах, доманикитах, в том числе и в России.

Выводы

Геологоразведочные работы по поиску нефти и газа, а в последующем и добычу УВ из нетрадиционных источников, в том числе и из низкопроницаемых пород-коллекторов, в России необходимо начинать незамедлительно. Так как начав работы сегодня, добывать нефть и газ из «сланцев» возможно будет не ранее, чем через 20–30 лет. Приоритетной задачей остается решение геологических, технологических и экологических проблем. Их решение позволит выйти на эффективное решение этой проблемы в целом. Авторы обращают внимание на важность экологической проблемы (безопасность) и высокое содержание промышленно ценных металлов в сланцевых породах и нефтях.

Работа выполнена при поддержке программы Президиума РАН "Глубокие горизонты АААА01392018-09"

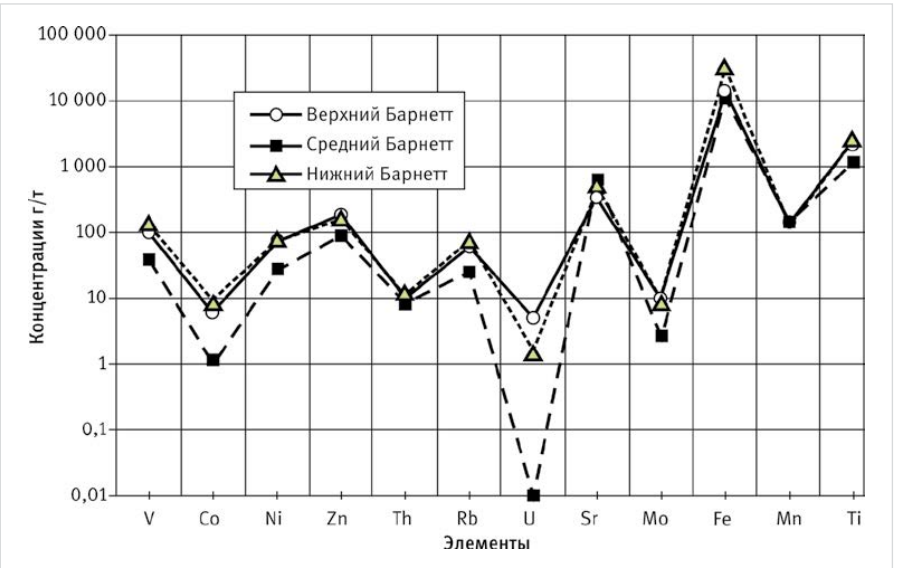


Рис. 5 — Распределение микроэлементов в сланцах формации Барнетт (С.А. Пунанова по аналитическим данным [11])
Fig. 5 — Distribution of microelements in the Barnett formation (S.A. Punanova according to the analytical data [11])

Литература

1. Абукова Л.А., Шустер В.Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция нефть газ. 2016. № 7. С. 12–15.
2. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А и др. Баженовская свита — главный источник ресурсов нетрадиционной нефти России // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. 2014. № 2. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html
3. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. 2015. № 4. С. 55–61.
4. Немова В.Д., Атяшева Е.П., Панченко И.В., Бедретдинов Р.Ю. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтегазоносности отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2014. № 6. С. 36–47.
5. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб.: ВНИГРИ, 2014. 323 с.
6. Киселева Н.Л., Цветков Д.Л., Цветков Л.Д. Нефтегазоматеринские сланцевые толщи мира. Ярославль: АверсПлюс, 2015. 492 с.
7. Johnson, R.C., Birdwell, J.E., Mercier, T.J., and Brownfield, M.E. Geology of tight oil and potential tight oil reservoirs in the lower part of the Green River Formation, Uinta, Piceance, and Greater Green River Basins, Utah, Colorado, and Wyoming: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2016–5008, 63 p. http://dx.doi.org/10.3133/sir20165008.
8. Nemec R. Thriving in a Major U.S. Shale Play the Bakken Unpacked // Pipeline & Gas Journal, 2016, issue 11, pp. 56–60.
9. Двенадцатова Т.И. Экологическая изнанка сланцевой революции: риски, запреты и перспективы // Нефть, Газ и Право. 2015. № 6. С. 36–46.
10. Якуцени С.П. Распространенность углеводородов, обогащенных тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб.: Недра, 2005. 372 с.
11. Chizoba C.N. Chemostratigraphy of the Mississippian — age Barnett formation, Fort Worth basin, Wise county, Texas, USA. University of Texas at Arlington, 2013, 80 p.
12. Wilhelm S.M., Liang L., Cussen D., Kirchgessner D.A. Mercury in crude oil processed in the United States (2004) // Environmental Science and Technology, 2007, issue 41, pp. 4509–4514.
13. Shpirt M. Ya., Punanova S.A. Accumulation of Mercury in Petroleum, Coal, and Their Conversion Products // Solid Fuel Chemistry, 2011, issue 5, pp. 330–336.

Non-traditional difficult oil and gas reserves: challenges of development and ecology

UDC 553.98

Authors:
Vladimir L. Shuster — Sc.D., professor, chief research worker[1,2]; tshuster@mail.ru
Svetlana A. Punanova — Sc.D., chief researcher[1]; punanova@mail.ru

[1]Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[2]Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

Abstract
The article reviews specifics of the architecture and oil and gas content of the low permeable rocks, and experience in prospecting and development of non-traditional oil and gas resources in such rocks (shale, Domanic and Bazhenov shales).

Results
Geological framework of new non-traditional low-permeable rocks is presented. Experience of development of oil and gas resources is shown for the shale rocks, primarily in the USA. Geological, technological, environmental challenges are analyzed in terms of the oil and gas resources development in the shale, Domanic and Bazhenov shales, including the Russian ones.

Conclusions
Oil and gas prospecting surveys require immediate commencement in Russia along with further HC production from the non-traditional sources, including from the low-permeable rocks. If the works commence today, we will be able to produce oil and gas from the shale in 20-30 years at the soonest. The top target is solving geological, technological, and environmental problems. Solving them would allow finding an efficient solution to this problem in common.
The authors draw the attention to the importance of the environmental issue (safety), and to the high content of the metal of industrial vale in the shale rocks and oils.

Keywords
oil, gas, difficult resources,
low-permeable reservoirs,
formations,
oil-and-gas bearing prospects, wells

References
1. Abukova L.A., Shuster V.L. *Perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii* [Russian oil and gas complex development trends]. Exposition oil gas, 2016, issue 7, pp. 12–15.
2. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Kazanenkov V.A., Kontorovich V.A and oth. *Bazhenovskaya svita — glavnyy istochnik resursov netraditsionnoy nefti Rossii* [Bazhenov formation as a main source of non-traditional oil in Russia]. *Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika*, 2014, issue 2. Availiable at: http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html
3. Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Payzanskaya I.L. *Otsenkazapasov «slantsevoynefti» s ispol'zovaniem geokhimicheskikh parametrov* [Estimation of shale oil reserves using geochemical parameters]. Oil and Gas Geology, 2015, issue 4, pp. 55–61.
4. Nemova V.D., Atyasheva E.P., Panchenko I.V., Bedretdinov R.Yu. *Effektivnye podkhody k izucheniyu i prognozu neftegazonosnosti otlozheniy bazhenovskoy svity* [Efficient approaches to research and prediction of oil and gas occurrence in the Bazhenov formation]. Oil and Gas Geology. 2014 issue 6, pp. 36–47.
5. Prishchepa O.M., Aver'yanovaO.Yu., Il'inskiy A.A., Morariu D. *Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevykh tolshch — rezerv syr'evoy bazy uglevodorodov Rossii* [Oil and gas of the low-permeable shale formations as HC raw materials base reserve in Russia]. St. Petersburg: *VNIGRI*, 2014, 323 p.
6. Kiseleva N.L., Tsvetkov D.L., Tsvetkov L.D. *Neftegazomaterinskie slantsevye tolshchi mira* [Petroleum bearing shale rocks in the world]. Yaroslavl': *Avers Plyus*, 2015, 492 p.
7. Johnson, R.C., Birdwell, J.E., Mercier, T.J., and Brownfield, M.E. Geology of tight oil and potential tight oil reservoirs in the lower part of the Green River Formation, Uinta, Piceance, and Greater Green River Basins, Utah, Colorado, and Wyoming: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2016–5008, 63 p. http://dx.doi.org/10.3133/sir20165008.
8. Nemec R. Thriving in a Major U.S. Shale Play the Bakken Unpacked // Pipeline & Gas Journal, 2016, issue 11, pp. 56–60.
9. Dvenadtsatova T.I. *Ekologicheskaya iznanka slantsevoy revolyutsii: riski, zapretyiperspektivy* [Environmental seamy side of the shale revolution: risks, limitations and trends]. Oil, Gas and Law, 2015, issue 6, pp. 36–46.
10. Yakutseni S.P. *Rasprostranennost' uglevodorodov, obogashchennykh tyazhelymi elementami-primesyami. Otsenka ekologicheskikh riskov* [Abundance of the HC enriched with heavy element inclusions. Environmental risk evaluation]. St. Petersburg: *Nedra*, 2005, 372 p.
11. Chizoba C.N. Chemostratigraphy of the Mississippian — age Barnett formation, Fort Worth basin, Wise county, Texas, USA. University of Texas at Arlington, 2013, 80 p.
12. Wilhelm S.M., Liang L., Cussen D., Kirchgessner D.A. Mercury in crude oil processed in the United States (2004) // Environmental Science and Technology, 2007, issue 41, pp. 4509–4514.
13. Shpirt M. Ya., Punanova S.A. Accumulation of Mercury in Petroleum, Coal, and Their Conversion Products // Solid Fuel Chemistry, 2011, issue 5, pp. 330–336.

коррозии 25 лет нет

КОРПОРАЦИЯ ПСС

8 800 333-96-97

Разрабатываем и производим все виды активной защиты от коррозии трубопроводов, резервуаров, емкостей

- станции катодной защиты импульсные ИПКЗ-РА;
- протекторы из магниевых, алюминиевых и цинковых сплавов;
- дренажные устройства и блоки;
- контрольно-измерительные пункты;
- электроды сравнения длительного действия ЭНЕС-4М;
- анодные заземлители полимерные АЗП-РА.

У защиты от коррозии есть имя - Анодъ!

info@pss.ru
www.pss.ru

ОАО «МБКИ»
ООО «ЗНГА Анодъ»
ООО «ЭК «Радуга»

АО «ППМТС «Пермснабсбыт»
ООО «Евразия-строй»
ООО «ПСС «Логистика»

УДК 551

Литолого-емкостная модель пустотного пространства наноколлекторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири

Я.О. Карымова
геолог отдела подсчета запасов
ya.karymova@ggr.gazprom.ru

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

Породы-коллекторы нижнеберезовской подсвиты представлены опоками тонкозернистыми, в различной степени глинистыми. Эти коллекторы принято считать нетрадиционными, в первую очередь, за счет нетипичного сочетания высокой пористости (в среднем 32%) и низкой проницаемости (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2). Это, как показано в настоящей работе, объясняется тем, что основная часть пор (до 75%) в изучаемых породах имеет субкапиллярные размеры, движение флюидов по которым практически невозможно. При этом литологические особенности пород оказывают существенное влияние на структуру порового пространства. Так, пласты с различным содержанием аморфного кремнезема имеют разную эффективную газонасыщенную пористость. Количественная оценка доли пор различного размера в общем пустотном пространстве — суть литолого-емкостная модель структуры порового пространства — позволяет описать эти различия и прогнозировать возможную эффективную газонасыщенную пористость изучаемых коллекторов.

Для ряда районов севера Западной Сибири, имеющих устойчивое падение добычи газа сеноманских залежей, отложения нижнеберезовской подсвиты рассматриваются как возможный источник ее поддержания [1]. Промышленная значимость этих отложений еще не оценена, что, как отмечается в работе [2], связано с недостаточной изученностью вещественного состава пород и того, как он влияет на морфологию пустотного пространства и на фильтрационно-емкостные свойства рассматриваемых коллекторов.

Породы-коллекторы нижнеберезовской подсвиты сенона в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири представлены опоками тонкозернистыми, глинистыми в различной степени. Коллектор принято считать нетрадиционным, в первую очередь, за счет нетипичного сочетания высокой пористости (в среднем 32%) и низкой проницаемости (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2). По данным рентгеноструктурного анализа в минеральном составе рассматриваемых пород преобладают минералы различных фаз кремнезема — кварц, ОКТ-фаза (опал+кристобалит+тридимит) и глинистые минералы монтмориллонит, слюды, хлорит. Суммарно кремнистые и глинистые минералы в рассматриваемых породах составляют около 90%, т.е. являются породообразующими, а остальные минералы представлены единицами процентов. При этом доля различных фаз кремнезема существенно меняется по разрезу, что и послужило основанием для выделения в составе нижнеберезовской подсвиты трех пластов $НБ_0$, $НБ_1$, $НБ_2$ [3]. Отметим, что $НБ_1$ резко отличается от других пластов повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезема (до 40%) в то время, как в пластах $НБ_0$ и $НБ_2$ преобладает кварц (до 70%). При этом верхний пласт $НБ_0$ отличается от других пластов более высокой (до 40%) глинистостью. Кроме того, он имеет небольшую толщину (около одной десятой от общей толщины нижнеберезовской подсвиты) и в некоторых скважинах совсем не охарактеризован керном, поэтому ниже в статье, в основном, речь идет о пластах $НБ_1$ и $НБ_2$.

Пустотное пространство газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири представлено, в основном, порами, так как емкость микротрещин носит подчиненный характер, составляя одну тридцатую часть от общей пористости [3]. По данным микротомографии поровая составляющая пустотного пространства характеризуется тем, что преобладающими как по количеству, так и по объему являются поры с диаметрами менее 20 мкм. Более того, гидравлическая связь между порами осуществляется, в подавляющей массе, каналами нанометровой размерности. Ярким примером такого соотношения размеров пор и фильтрационных каналов является снимок фрагмента рассматриваемой породы размером 7 на 20 мкм с увеличением в 50000 раз (рис. 1), выполненный в ООО «Системы для микроскопии и анализа» (Москва, Сколково).

Все пустоты здесь имеют размеры менее одного-двух микрон. И, судя по белому налету по периметру наиболее крупных пор, можно сделать вывод, что по этим порам происходила фильтрация пластовых вод с образованием корочек вторичных минералов. Показательно, что во многочисленных щелевидных, но мелких порах (левая половина снимка на рисунке) вторичного минералообразования не происходило, т.е. привноса минеральных солей за счет фильтрации вод в них не было. И это естественно, поскольку из теории [4] известно, что в порах субкапиллярного размера (с диаметром менее 0,2 мкм, т.е. менее 200 нм) движение флюидов практически невозможно за счет того, что они полностью заполнены связными водами. По данным А.А. Карцева [4]: «Связные воды удерживаются на поверхности минеральных частиц породы силами молекулярного сцепления, образуя слой, толщина которого может достигать несколько сот диаметров

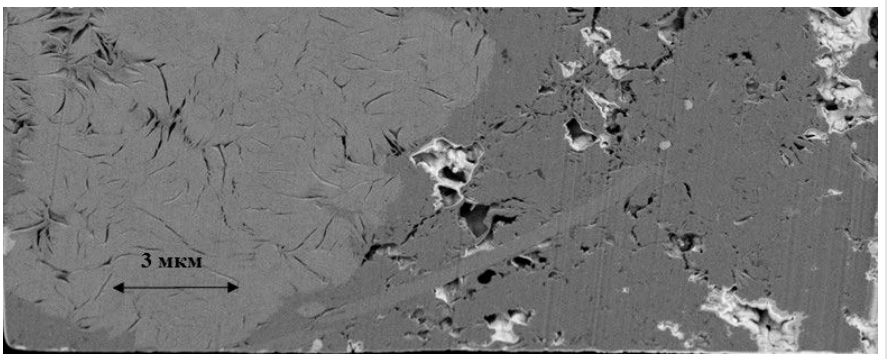


Рис. 1 — Снимок по срезу глинистой опоки с 50000 кратным увеличением
Fig. 1 — Argillous gaize section picture 50,00-fold zoom

Материалы и методы
Для построения литолого-емкостных моделей в работе используются материалы по четырем скважинам, на керне из которых проводилось изучение литологии методами рентгеноструктурного анализа; изучение пустотного пространства методами ртутной порометрии, адсорбционно-структурного анализа (АСА); оценка общей пористости образцов керосинонасыщением по методу Преображенского и природной водонасыщенности пород по образцам изолированного керна.

Ключевые слова
опоки, нижнеберезовская подсвита, поровое пространство, кремнезем, ртутная порометрия, объемно-статический вакуумный анализатор, фильтрационные каналы матрицы, трещинно-поровый коллектор

молекулы воды». Поскольку диаметр молекулы воды составляет 0,3 нм, то этот слой может составлять более 30 нм с каждой стороны поры или трещины и, следовательно, пустоты с зиянием менее 50 нм гарантированно будут заполнены связной водой. При этом нижний слой (толщиной в несколько молекул) удерживается на поверхности породы очень большими (до 1000 МПа) давлениями [4].

Учитывая такой малый размер пор в изучаемых коллекторах, важной задачей является выяснение структуры пустотного пространства с целью определения доли тех полостей, по которым возможно движение флюидов и которые, следовательно, могут оказаться не только насыщенными газом, но и отдавать его при перепадах давлений, создаваемых в скважинах. Ниже рассматриваются результаты исследования этого вопроса путем моделирования структуры порового пространства с использованием данных ртутной порометрии и физической адсорбции в сопоставлении с оценками пористости традиционным методом Преображенского с керосинонасыщением стандартных образцов размером 30 на 30 мм.

Для описания результатов анализа пористых сред с порами нанометровой размерности используется количественная классификация их по размерам (диаметрам), принятая международным комитетом IUPAC [5] (таб. 1).

Каждый из выше указанных методов имеет свои особенности и ограничения.

Так, при проведении ртутной порометрии используется ртутный порометр AutoPore IV 9520, рассчитанный на измерения в диапазоне давлений в ртути от близкого атмосферному 0,003 МПа до 414 МПа, что соответствует диапазону измеряемых диаметров пор от 3 нм до 300000 нм, т.е. поровые каналы с диаметром менее 3 нм выпадают из анализа. Ниже будет показано, что в изучаемых породах доля микропор очень мала и составляет менее 2%, поэтому потеря информации о них при ртутной порометрии не является существенным недостатком.

Изучение мелких пор осуществляется методом адсорбционно-структурного анализа по изотермам адсорбции-десорбции азота при температуре 77,4 К [5] с использованием объемно-статического вакуумного анализатора удельной поверхности и пористости ASAP-2020M. В этом приборе давление изменяется от 0,0 МПа до 0,13 МПа, что соответствует измерению диаметров микропор в диапазоне от 0,3 нм до 500 нм. В этом методе из детального анализа выпадают поры с повышенными диаметрами (крупнее 100 нм). Это связано с тем, что «макропоры настолько широки, что для них невозможно детально изучить изотерму адсорбции из-за ее близости к прямой p/p_0=1» [5].

В описанных выше методах изучения структуры порового пространства используются образцы существенно меньшего размера, чем стандартные (30 мм на 30 мм), применяемые при оценке пористости методом насыщения (керосином или моделью пластовой воды). А именно, в ртутной порометрии пенетрометр может заполняться измельченной породой с размерами фракции от 1 мм до 10 мм или используется цилиндрический образец диаметром 14 мм. Для определения адсорбционно-структурных показателей изучаемых опок образцы дробились и для анализа выделялась фракция от 0,45 мм до 0,63 мм.

Естественно, что при уменьшении размеров образцов будет теряться информация о наиболее крупных порах, таких как те, которые связаны с микро- и, особенно, с макротрещинами, с биокластами, которые будут разрушаться при дроблении породы. Другими словами, использование ртутной порометрии и адсорбционно-структурного метода позволяет моделировать только структуру порового пространства матрицы коллекторов, а для получения полного представления о структуре пустотного пространства пород-коллекторов необходимо проводить комплексный анализ результатов исследования различных микро- и макрометодов.

При изучении структуры пустотного пространства коллекторов несколькими методами обычно возникают различия в оценке его объема. В нашем случае это наблюдается при оценке коэффициента открытой пористости. На рис. 2 приведены оценки коэффициента пористости (Кп) двух образцов из разных пластов $НБ_1$ и $НБ_2$, полученные разными методами: методом физической адсорбции (по азоту, Кп(ад)), методом насыщения (по керосину, Кп(к)) и методом порометрии (по ртути, Кп(рт)).

Видно, что для обоих образцов оценки Кп различны по разным методам — при этом они всегда растут от оценки по азоту к оценке по ртути. Так, для образца 22.51 величина коэффициента пористости увеличилась почти

Наименование класса пор	Диаметры пор, нм	
	от	до
Ультрамикропоры	0,3	0,6
Микропоры	0,6	2
Мезопоры	2	50
Макропоры	50	500

Таб. 1 – Классификация нанопор, принятая комитетом IUPAC [5]
Tab. 1 – Nanopores classification approved by IUPAC [5]

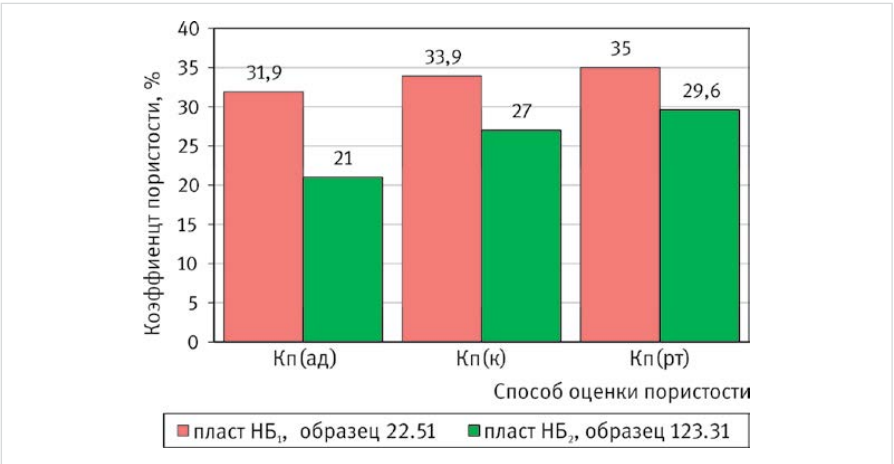


Рис. 2 — Оценки коэффициента пористости на отдельных образцах разными методами
Fig. 2 — Evaluation of the porosity ratio on certain samples through different methods

на 10,0% (от 31,9% до 35,0%), а для образца 123.31 и того больше — на 40,0% (от 21,0% до 29,6%). Такое увеличение оценок является естественным явлением, так как адсорбционная оценка выполняется на самых мелких (порошковых) фракциях породы и наиболее крупные поры здесь выпадают из рассмотрения, поскольку они разрушаются при дезинтеграции породы, а оценка по ртути увеличивается за счет использования высоких давлений (до 400 МПа) при проведении опытов. Оценки коэффициента пористости методом насыщения керосином стандартных образцов (30 мм на 30 мм) имеют промежуточные значения между Кп(ад) и Кп(рт). Поскольку Кп(к) обычно используются при определении подсчетных параметров, то при изучении структуры пустотного пространства будем принимать его за эталон и все другие оценки приводить к нему.

Рассмотрим структуру пустотного пространства этих образцов на основе оценок объемов отдельных его составляющих: микро-, мезо-, макро- и капиллярных пор по данным ртутной порометрии (рис. 3). Видно, что общим для обоих образцов является то, что основную долю пустотного пространства в них составляют поры субкапиллярного размера. Однако существенно то, что для образца из пласта $НБ_1$ они представлены мезопорами, а для пласта $НБ_2$ — макропорами с локальным максимумом их количества вблизи к граничному значению с капиллярными порами. Поры же капиллярной размерности составляют очень малую часть пустотного пространства.

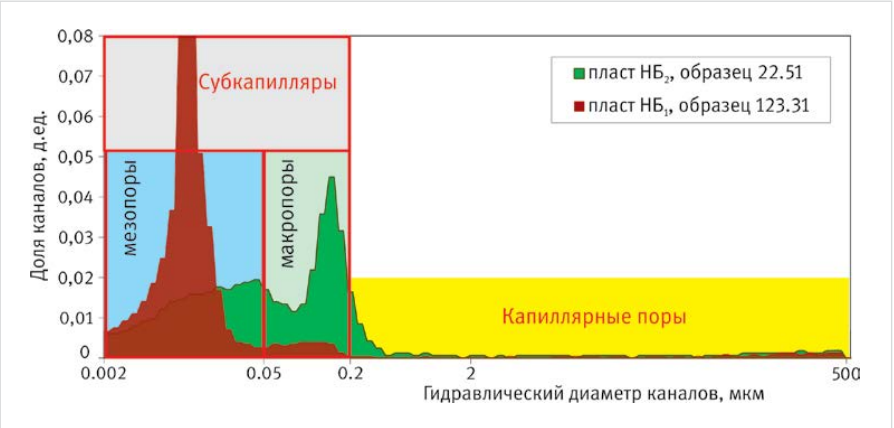


Рис. 3 — Результаты порометрии по образцам разных пластов
Fig. 3 — Porosimetry results by samples from different reservoirs

Образец	Относительная доля пор, % Пересчёт на Кп(к), %			
	сумма пор Кп(к)	мезо Кп_мезо	макро Кп_макро	капилляры Кп_кап
22.51 из пласта $НБ_1$	100,0 33,9	91,2 30,9	5,9 2,0	2,9 1,0
123.31 из пласта $НБ_2$	100,0 27,0	46,8 12,6	40,0 10,8	13,2 3,6

Таб. 2 - Емкостная модель структуры пустотного пространства двух образцов (по данным ртутной порометрии)
Tab. 2 - Capacitive model of the voids structure of two samples (according to mercury porosimetry data)

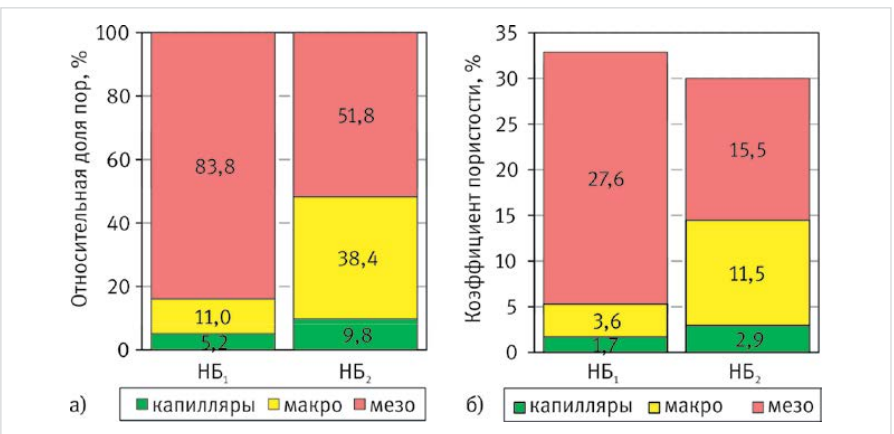


Рис. 4 — Литолого-емкостная модель коллекторов нижнеберезовской подсвиты (по данным ртутной порометрии): а) – относительные проценты, б) – абсолютные проценты, пересчитанные на Кп(к)
Fig. 4 — Litholigical-capacitive model of the reservoirs of the Lower Berezovskaya subseries (according to the mercury porosimetry data): a) - relative percentage, b) - absolute percentage calculated by Cp(K)

Количественную оценку доли каждого типа пор, выраженную в процентах к общему объему пустот, будем называть емкостной моделью структуры пустотного пространства (таб. 2). Из этой таблицы видно, что для пласта $НБ_1$ доля мезопор в относительных единицах превышает 90,0%, а для $НБ_2$ — она менее 50,0%. При этом доля макропор в $НБ_2$ достигает 40,0%, а для $НБ_1$ их доля меньше 6,0%, доля же капилляров составляет всего 2,9% для пласта $НБ_1$ и 13,2% — для пласта $НБ_2$.

В абсолютных процентах капиллярные поры, интересующие нас с позиций анализа фильтрационно-емкостных свойств изучаемых глинистых опок, составляют для пласта $НБ_1$ 1,0% из 33,9% общей пористости, а для пласта $НБ_2$ — 3,6% из 27%.

Осредняя данные порометрии по образцам отдельных пластов, будем говорить о литолого-емкостной модели пустотного пространства, поскольку пласты отличаются друг от друга по литологии. На рис. 4 представлена такая модель, которая получена путем осреднения данных девяти образцов по скважине №3С.

Видно, что по значениям эта модель согласуется с моделью для отдельных образцов (таб. 2), поэтому детального анализа сопоставимости их между собою здесь не приводится. Гораздо интереснее посмотреть, как сопоставляются литолого-емкостные модели, построенные разными методами порометрии — ртутной и адсорбционной. На рис. 5 приведены литолого-емкостные модели по четырем скважинам, в которых проводились исследования керна методом структурно-адсорбционного анализа. Сходство и различие литолого-емкостных моделей, построенных на основе разных методов порометрии (ртутной и сорбционной), рассмотрены на примере скважины №3С (рис. 4а и рис. 5б). Видно, что эти два метода одинаково оценивают суммарную долю наиболее мелких пор (мезо- и микропор). Для пласта $НБ_2$ эти оценки практически одинаковы — 51,8% (рис. 4а) и 52,0% (рис. 5б), а для пласта $НБ_1$ они различаются на 8,0%, составляя 83,8% и 77,8% соответственно. Оценки же долей капиллярных пор и макропор здесь заметно разные. При этом наибольшие различия отмечаются для пласта $НБ_1$: здесь сумма долей капиллярных пор и макропор для сорбционного метода (рис. 5б) составляет 22,2%, а для ртутной порометрии (рис. 4а) — 16,2%, что почти на треть меньше, чем в сорбционном методе. Для пласта $НБ_2$ такое различие практически отсутствует. Здесь по сорбционному методу капиллярные поры и макропоры составляют 48,0%, по ртутной порометрии — 48,2%. Однако здесь резко (более чем в три раза) различаются оценки доли капиллярных пор — 34,0% (рис. 5б) и 9,8% (рис. 4а). Эти различия объясняются отмеченной выше особенностью ртутной порометрии, которая состоит в том, что часть пор здесь относится к разряду более тонких, чем они являются на самом деле. Это и приводит к занижению долей макропор и капилляров.

Таким образом, можно утверждать, что литолого-емкостные модели, построенные с использованием результатов ртутной порометрии и адсорбционно-структурного анализа, в целом не противоречат друг другу, различаясь в некоторых деталях оценки долей капилляров и макропор.

Из анализа построенной литолого-емкостной модели пустотного пространства

пород-коллекторов нижнеберезовской подсвиты (рис. 5) вытекает важный вывод: газонасыщенность пласта $НБ_1$ может составлять не более 25%, поскольку поровое пространство пород-коллекторов этого пласта более, чем на 75% представлено мезопорами, которые всегда заняты связной водой, а газонасыщенность пласта $НБ_2$ может достигать 50%. Другими словами, из модели следует, что газонасыщенность пласта $НБ_1$ будет вдвое меньше газонасыщенности пласта $НБ_2$. Если исходить из среднего значения коэффициента пористости 32%, и перевести относительные проценты в абсолютные, то получим, что эффективная газонасыщенная пористость пласта $НБ_1$ будет составлять 8,0% (абсолютных), а пласта $НБ_2$ — 16,0%.

Отметим, что оценки газонасыщенной пористости, полученные для пластов $НБ_1$ и $НБ_2$ на основе разработанной в работе литолого-емкостной модели, очень хорошо согласуются с оценками газонасыщенной пористости, полученными на основе определения природной водонасыщенности образцов (Кв) по образцам изолированного керна. Технология оценки природной водонасыщенности состояла в следующем. Непосредственно перед исследованием из полноразмерного керна высверливались цилиндрические образцы длиной и диаметром 30 мм. Отбор велся из серединной части куска керна. Высверленный образец изолировался путем упаковки в полиэтиленовую пленку и доставлялся в лабораторию на исследование. В лаборатории распакованный образец взвешивался и помещался в аппарат Закса, где происходило определение содержания в нем воды.

Результаты оценки Кв по 42 образцам изолированного керна приведены на рис. 6. Видно, что самые низкие значения природной водонасыщенности изучаемых пород отмечаются в интервале пласта $НБ_2$. Здесь значения Кв более 0,7 д.ед. встречаются с очень низкой вероятностью (рис. 6б). Совсем по-другому выглядит распределение Кв для пласта $НБ_1$, где значения 0,7 д.ед. и выше, наоборот, встречаются наиболее часто (рис. 6а).

На основе определений природной водонасыщенности пород-коллекторов нижнеберезовской подсвиты вычислялся коэффициент той доли пористости, которая в природных условиях занята газом, т.е. коэффициент эффективной газонасыщенной пористости ($K_{пэф_г}$) по формуле:

$$K_{пэф_г} = K_п \cdot (1 - K_в). \qquad (1)$$

В таб. 3 приведены его средние значения по пластам для двух скважин, в которых отбирался изолированный керн.

Видно, что коэффициент эффективной газонасыщенной пористости пласта $НБ_1$ практически вдвое меньше $K_{пэф_г}$ пласта $НБ_2$, как это и предсказывалось выше на основе литолого-емкостной модели исходя из оценок долей мезопор в коллекторах этих пластов.

Итоги

Поровое пространство нетрадиционных коллекторов нижнеберезовской подсвиты более чем на 50% представлено мезопорами (диаметры от 2 нм до 50 нм), которые заполнены связными водами и поэтому движение газа по ним невозможно. При этом в пласте $НБ_1$ доля мезопор превышает 75%, а это значит, что в этом пласте только четверть пор может содержать газ. Для пласта $НБ_2$ эта величина вдвое выше.

Газонасыщенность изучаемых пород закономерно связана с суммарной долей в них макропор и пор капиллярного размера, с уменьшением которой уменьшается и коэффициент эффективной газонасыщенной пористости.

Коэффициент газонасыщенной пористости пласта $НБ_1$, характеризующийся повышенным содержанием ОКТ-фазы кремнезема, составляет в среднем 7,5%, а для пласта $НБ_2$, в котором ОКТ-фаза практически отсутствует, он равен 13,5%.

Литолого-емкостные модели, построенные с использованием результатов ртутной порометрии и адсорбционно-структурного анализа, в целом не противоречат друг другу, различаясь в некоторых деталях оценки долей пор капиллярной размерности и макропор.

Выводы

Литолого-емкостная модель порового пространства — суть количественная оценка доли пор различного размера в общем пустотном пространстве — позволяет описывать различия структуры порового пространства для различных по литологии пластов, а также прогнозировать возможную эффективную газонасыщенную пористость изучаемых коллекторов.

Построение литолого-емкостной модели структуры порового пространства

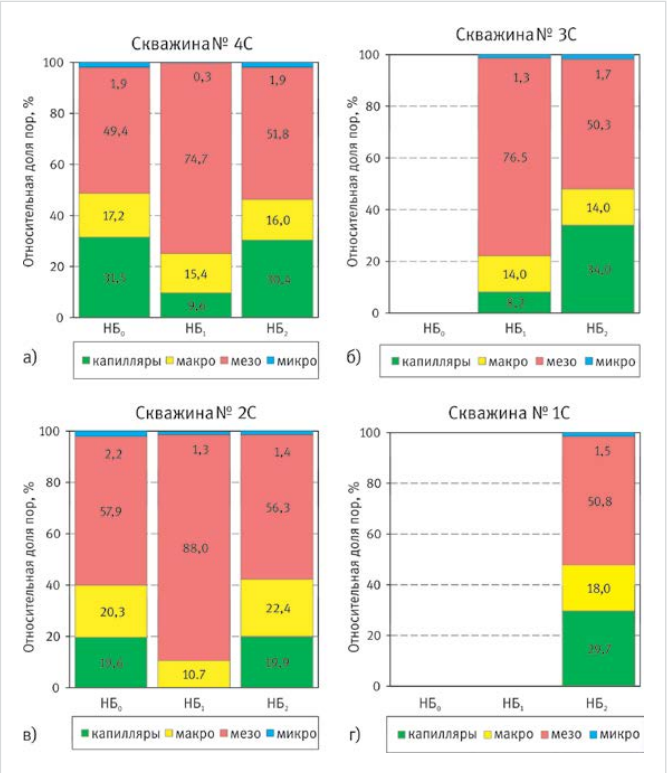


Рис. 5 — Литолого-емкостная модель коллекторов нижнеберезовской подсвиты в относительных долях пор разного типа (по данным АСА): а) скважина № 4С; б) скважина № 3С; в) скважина № 2С; г) скважина № 1С

Fig. 5 — Lithological-capacitive model of the reservoirs of the Lower Berezovskaya subseries in relative parts of pores of different types (according to the SAS data): a) Well No.4; b) Well No.3; c) Well No.2; d) Well No.1C

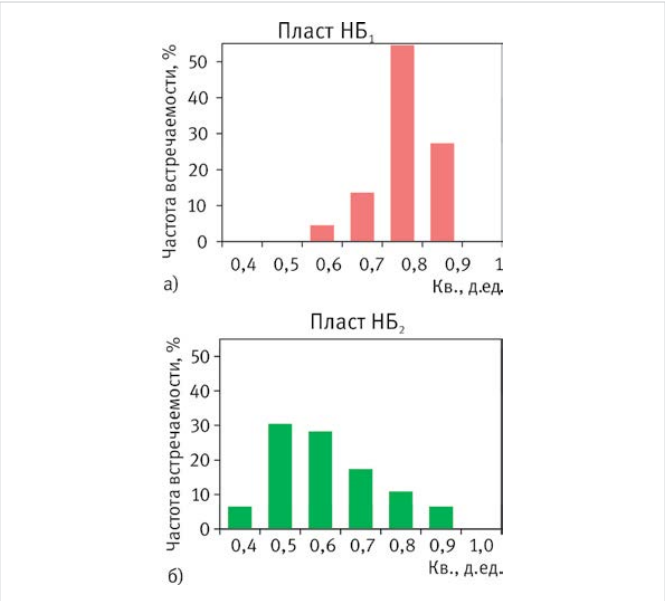


Рис. 6 — Распределение коэффициента природной водонасыщенности по частоте встречаемости различных её значений: а) пласт $НБ_1$; б) пласт $НБ_2$

Fig. 6 — Ddistribution of the natural water saturation ratio by the frequency of occurrence of its different values: a) reservoir LB_1; b) reservoir LB_2

Скважина №	Пласты		
	$НБ_0$	$НБ_1$	$НБ_2$
3С	-	8,0	13,6
4С	-	7,0	13,0

Таб. 3 - Средние по пластам и по скважинам значения $K_{пэф_г}$, %

Tab. 3 - The average % of the effective gas-filled porosity ratio over reservoirs and wells

коллекторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири необходимо проводить на основе комплекса методов исследования керна. Наиболее адекватная модель получается комплексированием результатов адсорбционно-структурного анализа с оценками пористости методом Преображенского керосинонасыщением стандартных образцов размером 30 мм на 30 мм.

Список литературы

1. Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я. и др. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений. Международная научно-практическая конференция. Казань: ФЭН, 2014. 296 с.
2. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А. и др. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. №2. С. 11–26.
3. Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6. С. 23–27.
4. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.
5. Адамова Л.В., Сафонов А.П. Сорбционный метод исследования пористой структуры наноматериалов и удельной поверхности наноразмерных систем. Екатеринбург: УрГУ, 2008. 65 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

Lithological-capacitive models of voids of nano-reservoirs in the Lower Berzovskaya subseries in the north of the West Siberia

UDC 551

Author:
Yana O. Karymova — geologist of the inventory calculation department; ya.karymova@ggr.gazprom.ru

ITC "Gazprom Geologorazvedka", Tyumen, Russian Federation

Abstract

Reservoirs of the Lower Berezovskaya subseries are fine-grained gaizes argillic to a variable degree. The reservoirs are commonly believed to be non-traditional due to an uncharacteristic combination of high porosity (at an average of 32%) and low permeability (below $1{\cdot}10^{-3}$ um^2). primarily. As this work shows, this is explained by the fact that the main part of pores (up to 75%) of the rocks in question is of subcapillary sizes making fluid movement practically impossible. At that, rock lithology affects the voids structure significantly. Thus, reservoirs with different content of the amorphous silica have different effective gas-filled porosity. Quantitate evaluation of the part of the differently sized pores among the voids in common is a lithological-capacitive model of the voids structure allowing describing these differences and forecasting possible effective gas-filled porosity of the reservoirs in question.

Materials and methods

Developing a lithological-capacitive model required materials gathered from four wells; the lithology of the collected cores was studied through the X-ray diffraction methods; the voids were studied through the mercury porosimetry methods, adsorptive structural analysis (ASA); general porosity of the samples were evaluated using naphtha saturation through the Preobrazhensky porosity method and natural water saturation of rocks was evaluated by the encapsulated core samples.

Results

Mesopores represent over 50% of the voids of the non-traditional reservoirs of the Lower Berezovskaya subseries (2 nm to 50 nm) filled with cohesive waters; that is why gas movement is not possible along them. At that, the part of mesopores in reservoir LB_1 is over 75%, which means that only fourth part of the pores can contain gas. This value is twice higher for reservoir LB_2.

Gas saturation of the rocks in question is expectedly related to the cumulative part of the macropores and capillary sized pores in them, which, when reduced, reduces the effective gas-filled porosity ratio. The gas-filled porosity ratio for reservoir LB_1 characterized by the increased content of the OCT phase of the silica, is 7.5% at an average; for reservoir LB_2 with almost absent OCT-phase, the ratio equals 13.5%.

Lithological-capacitive models developed with the use of results of the mercury porosimetry and adsorptive structural analysis do not contradict each other in general, however they differ in certain details of the evaluation of the part of the capillary sized pores and macropores.

Conclusions

The lithological-capacitive model of the voids is a quantitative evaluation of the part of the pores of different sizes in the common voids allowing describing differences of the voids structure for different reservoirs lithology-wise, and forecasting possible efficiency of the gas-filled porosity of the reservoirs in question. Developing lithological-capacitive models of the voids structure of the reservoirs of the Lower Berezovskaya subseries of the north of the West Siberia requires using a complex of methods of core studying. The most adequate model is developed by combining the results of the adsorptive structural analysis with evaluations of the porosity through the Preobrazhensky porosity method for standard 30 x 30 mm samples.

Keywords

gaizes, the Lower Berezovskaya subseries, voids, silica, mercury porosimetry, volumetric and static analyzer, flow matrix, fractured-porous type reservoir

References

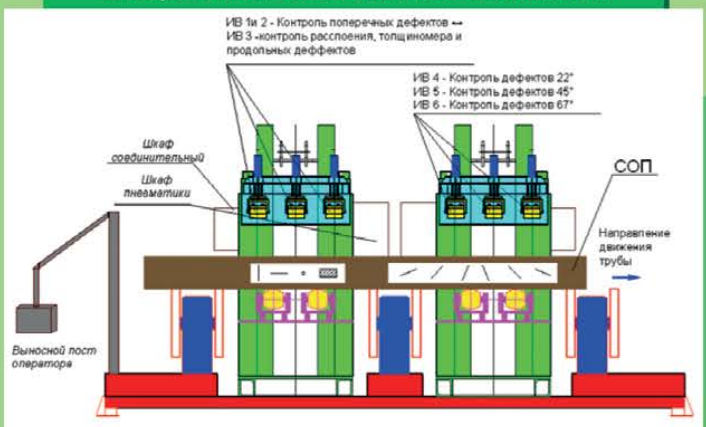
1. V.V. Cherepanov, Yu.I. Pyatnitskiy, D.Ya. Khabibullin and oth. *Perspektivy narashchivaniya resursnoy bazy gazovykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki putem izucheniya promyshlennogo potentsiala netraditsionnykh kollektorov nadsenomanskikh otlozheniy* [Prospects of the increase of resource base of the mature gas fields by studying the industrial capacity of the non-traditional reservoirs of the Upper Senomanian formations.] International Scientific and Practical Conference. Kazan: *FEN*, 2014, 296 p.
2. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Varyagov S.A. and oth. *Problemy otsenki neftegazoperspektivnosti otlozheniy nizhneberezovskoy podsvity severa Zapadnoy Sibiri* [Challenges of the evaluation of the prospects of oil and gas formations of the Lower Berezovskaya subseries of the north of the West Siberia]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2015, issue 2, pp. 11–26.
3. Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. *Kharakteristika pustotnogo prostranstva opok senonskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri* [Characteristics of the voids of the gaizes in the Senonian formations of the north of the West Siberia]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 6, pp. 23–27.
4. Kartsev A.A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology od the oil and gas fields]. Moscow: *Nedra*, 1972, 280 p.
5. Adamova L.V., Safonov A.P. *Sorbtsionnyy metod issledovaniya poristoy struktury nanomaterialov i udel'noy poverkhnosti nanorazmernykh system* [Adsorption research method for the porous structure of the nanomaterials and specific surface of the nanosized systems]. Ekaterinburg: *USU*, 2008, 65 p.

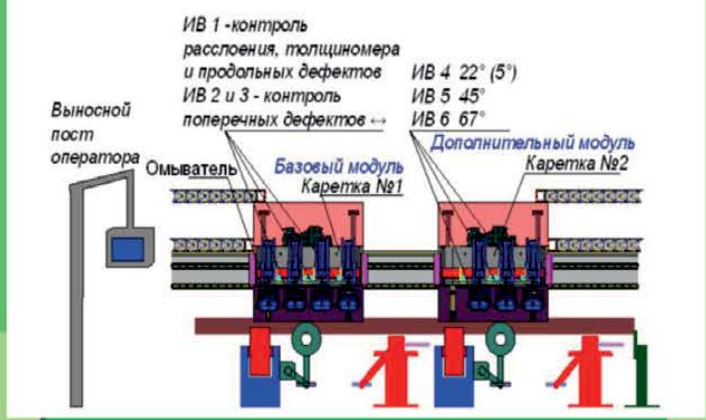
www.cntu-ecocentr.ru

ЭКОЦЕНТР

Автоматизированные комплексы ультразвукового контроля тела и концов бесшовных труб на базе системы ДЭКОТ-96

СТАЦИОНАРНЫЙ ВАРИАНТ ИСПОЛНЕНИЯ





ПОРТАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ИСПОЛНЕНИЯ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:

- Автоматизированный совмещенный контроль тела и концов труб.
- 96 программируемых каналов.
- Контроль толщины стенки трубы и «расслоения», (утонение 25х25 мм, плоскодонное отверстие Ø 6,4 мм).
- Контроль несплошности продольной, поперечной и наклонной (±5°, ±11°, ±22°, ±45°, ±67°) ориентации (длина эталонного дефекта 25 мм, глубина – 5% от номинальной толщины стенки).
- Диаметр труб 73–426 мм. Стенка 4–50 мм.

ООО ЦНТУ «ЭКОЦЕНТР» | 347909, г. Таганрог, Солодухина, 85 а | тел./факс (8634) 67-93-73 | e-mail: eco-314@yandex.ru

УДК 553.981.2+552.08

Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства

Д.Б. Родивилов
ведущий геофизик отдела анализа и интерпретации данных ГИС, ГТИ[1]
d.rodivilov@ggr.gazprom.ru

П.Н. Кокарев
начальник отдела анализа и интерпретации данных ГИС, ГТИ[1]
p.kokarev@ggr.gazprom.ru

В.Г. Мамяшев
к.г.-м.н., доцент кафедры прикладной геофизики[2]
tmngeofiz@mail.ru

[1]ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия
[2]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Уже сейчас старейшие месторождения сеноманского газа на севере Западной Сибири имеют устойчивую тенденцию падения добычи. Газ нижнеберезовской подсвиты ранее игнорировался, сейчас же он все чаще привлекает внимание добывающих компаний. Коллектор этой подсвиты — сложный, слабо изученный, перспективный нетрадиционный объект поддержания газодобычи. В последнее время его минеральный состав и основные петрофизические свойства интенсивно изучаются, однако вопрос о степени газонасыщенности остается открытым.
Коллектором нижнеберезовской подсвиты являются глинистые опоки. В данной работе на основе интерпретации геофизических исследований скважин и анализов изолированного керна представлена первая оценка насыщенности этого коллектора. Также выявлена и описана связь между минеральным составом опок, структурой пустотного пространства и газонасыщенностью.

Газоперспективность отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири подробно проанализирована в работах [1, 2, 3]. Для ряда районов, имеющих устойчивое падение добычи газа сеноманских залежей, эти отложения признаны как возможный источник ее поддержания. В связи с этим необходимы детальные исследования этого относительно нового объекта газодобычи. В первую очередь, следует определить фильтрационно-емкостные свойства (далее — ФЕС) и характеристики пустотного пространства коллектора.

Породы-коллекторы нижнеберезовской подсвиты сенона в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири представлены опоками тонкозернистыми, глинистыми в различной степени. В работе [4] подробно описаны результаты лабораторных исследований керна, отобранного на одном из месторождений Надым-Пур-Тазовского региона. Авторы приводят описание структуры пустотного пространства исследуемого коллектора, типизируют его как трещинно-поровый. Геологический разрез нижнеберезовской подсвиты представляется как последовательность трех пластов $НБ_0$, $НБ_1$ и $НБ_2$, два последних наиболее охвачены выносом керна и составляют 90% от общей толщины отложений подсвиты [4]. По данным рентгеноструктурного анализа (далее — РСА) глинистые опоки содержат, примерно, 30% глинистых минералов и 65% кремнезема различной кристаллографии. Отличительной особенностью опок пласта $НБ_1$ является наличие в минеральном составе слабо кристаллической, частично аморфной опал-кристобалит-тридимитовой фазы кремнезема (далее — ОКТ-фаза).

Коллектор нижнеберезовской подсвиты принято считать нетрадиционным в первую очередь из-за нетипичного сочетания высокой пористости и низкой проницаемости. На рис. 1 представлен график сопоставления результатов стандартных лабораторных исследований по определению коэффициентов проницаемости и пористости для коллекции образцов трех скважин.

Коэффициент открытой пористости определялся методом Преображенского, в качестве насыщающего флюида применялся керосин. Насыщение водой приводит к набуханию и разрушению образцов глинистых опок с характерным расслоением на отдельные пластины строго параллельно линиям напластования.

Определение газопроницаемости по гелию выполнялось методом нестационарной фильтрации. Исследования проводились на автоматизированном пермеаметре-порозиметре AP-608 производства Coretest Systems, давление обжима составило 3,4 МПа, поровое — 1,4 МПа.

Из рис. 1 видно, что глинистые опоки имеют значения проницаемости меньше 1 мД (в среднем 0,12 мД), в то время как пористость может достигать 0,38 д.ед. (в среднем 0,31 д.ед.). Подобное сочетание ФЕС свидетельствует о наличии значительного количества пор, не участвующих в фильтрации гелия в рамках определения газопроницаемости.

По результатам ртутно-порометрических и адсорбционных исследований керна отмечается наличие развитого субкапиллярного пустотного пространства с диаметром каналов менее 0,2 мкм [4]. Причем для коллектора пласта $НБ_1$, имеющего в минеральном составе ОКТ-фазу, такой тип пористости является доминирующим. Предполагается, что субкапиллярное пространство является связующим для капиллярных крупных пор (диаметром более 0,2 мкм) различного генезиса и пустот естественных трещин, в большом количестве определенных на микротомографии.

На данный момент исследователи выделяют три основных морфологических типа пустот

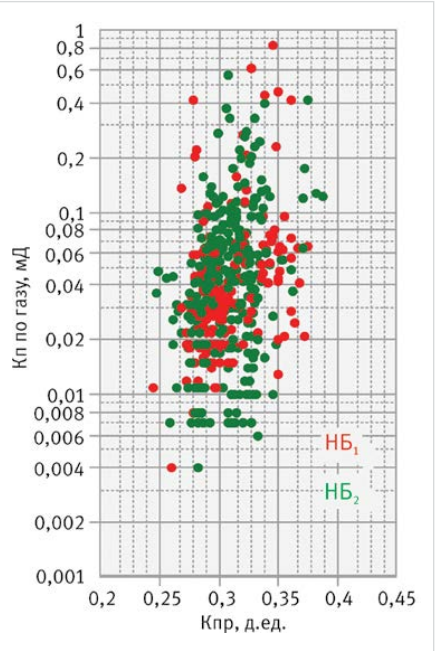


Рис. 1 — График сопоставления коэффициентов проницаемости и открытой пористости
Fig. 1 — Comparison diagram for the permeability and open porosity factor

Материалы и методы
Газонасыщенность в скважинах была определена по методике DMRP (Density Magnetic Resonance Porosity).
Глинистые опоки исследовались при помощи методов Преображенского и нестационарной фильтрации гелия. Применялся также рентгеноструктурный (РСА) и адсорбционно-структурный анализы (АСА). Образцы изолированного керна изучались экстракционно-дистилляционным методом (ЭДМ).

Ключевые слова
нижнеберезовская подсвита, нетрадиционный коллектор, трещинно-поровый коллектор, глинистые опоки, аморфный кремнезем, пустотное пространство, газонасыщенность, плотностной каротаж, ядерно-магнитный каротаж, акустический каротаж

коллектора нижнеберезовской подсвиты [4]:

- крупные пустоты выщелачивания биокластов (радиолярий, губок и т.д.) и межзерновой пористости локальных скоплений обломочного терригенного материала, диаметр пор примерно от 1 до 200 мкм;
- пустоты естественных трещин, с диаметром каналов не более 35 мкм;
- пористость полиморфного кремнезема и глинистых минералов менее 0,01 мкм.

На фоне новой информации о минеральном составе, структуре и морфологии порового пространства остается не изученной такая важнейшая характеристика коллектора как насыщенность. На данный момент согласно результатам геолого-технологических исследований и испытаний скважин, известно лишь то, что объект газонасыщен [5]. Открытыми остаются вопросы о степени газонасыщенности объекта, от чего зависит насыщенность глинистых опок, а также поры какой размерности могут быть газонасыщенными.

Ответы на поставленные вопросы будут представлены по результатам проведенного нами комплексного анализа специальных исследований керна (в том числе изолированного), а также геофизических исследований скважин (далее — ГИС): гамма-гамма плотностной (далее — ГГК-П), ядерно-магнитный (далее — ЯМК) и широкополосный акустический каротаж (далее — АК).

Определение насыщенности по результатам ГИС

Применение не фильтрующихся буровых растворов на нефтяной и полимерной основах позволило избежать в стволе рассматриваемых скважин глубоких зон проникновения. Это подтверждается отсутствием градиента удельного электрического сопротивления на кривых разноглубинных зондов электрических методов ГИС. Проникновение фильтрата бурового раствора отмечается на вынесенном из скважин керне, глубина его проникновения составляет максимум 12 мм, что не существенно для исследования разреза методами ГИС, радиус измерения которых составляет первые десятки сантиметров. Таким образом, можно предположить, что в радиусе исследования зондов методов пористости (АК, ГГК-П, нейтронный каротаж (далее — НК) и ЯМК) присутствует как вода, так и газ. Однако используемые растворы не являются изолирующими и не консервируют стенку скважины, а, следовательно, возможен эффект частичной дегазации ближней зоны пласта.

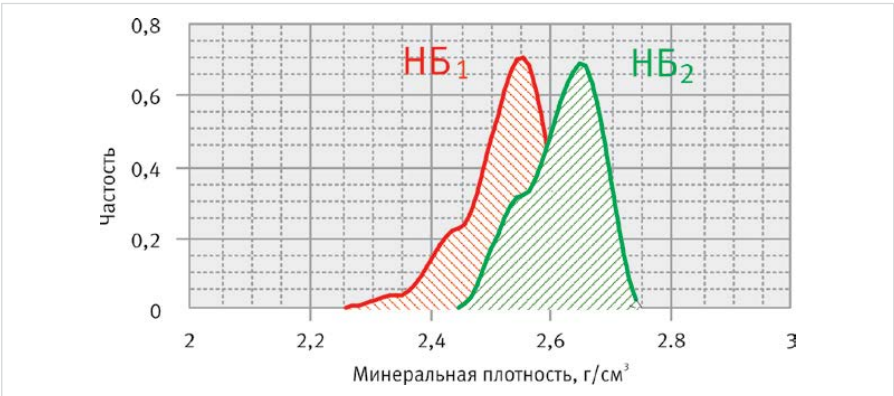


Рис. 2 — Дифференциальные распределения минеральной плотности глинистых опок
Fig. 2 — Differential distribution of mineral density of argillacious gaizes

Материалы ГИС — это один из самых информативных априорных источников доступных исследователю. Именно интерпретация результатов ГИС создает первичное представление о свойствах нового объекта исследований. В нашем случае первое, что обратило на себя внимание, это возможность разделения нижнеберезовской подсвиты на два крупных объекта по материалам методов пористости. Позднее, по результатам стандартных исследований керна и РСА, было определено, что породы в разрезе подсвиты имеют примерно одинаковую пористость (0,31 д.ед.) и низкую проницаемость (мене 1 мД), однако минеральный состав опок изменчив, что послужило основой для выделения в разрезе подсвиты трех пластов: $НБ_0$, $НБ_1$ и $НБ_2$ [4].

Нами было установлено, что присутствие ОКТ-фазы в минеральном составе опок коррелируется с показаниями методов пористости, в первую очередь ЯМК и АК. Так в интервале пласта $НБ_1$, содержащего ОКТ-фазу, показания ЯМК существенно выше, чем в пласте $НБ_2$, а показания метода АК имеют обратную тенденцию. Из теории физических основ методов ЯМК и АК известно, что они в отличии от ГГК-П и НК менее чувствительны к изменениям минерального состава, соответственно дифференциация разреза в показаниях этих методов связана с другим фактором — насыщенностью.

Для оценки газонасыщенности ближней зоны рассмотрим методику комплексирования данных методов ГГК-П и ЯМК. В зарубежной литературе эта методика известка как Density Magnetic Resonance Porosity (DMRP) [6, 7]. Принцип комплексирования заключается в том, что эффект влияния остаточного газа на показания методов ГГК-П и ЯМК имеет различные физические основы. Так, показания ГГК-П в интервале газонасыщенного интервала занижаются за счет низкой плотности метанового газа, а показания метода ЯМК — в результате понижения общего водородосодержания среды. В общем случае методика предполагает расчет корректной общей пористости (Кп) и газонасыщенности ближней зоны пласта (Кг´) путем решения следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} \delta_{ГГК-П} = (1-Kп)\cdot\delta_м + Kп\cdot(1-Kг')\cdot\delta_в + Kп\cdot Kг'\cdot\delta_г \\ Kп^{ЯМК} = Kп\cdot(1-Kг')\cdot Hi_в + Kп\cdot Kг'\cdot Hi_г\cdot P_г \end{cases}, \quad (1)$$

где $\delta_{ГГК-П}$ — объемная плотность по ГГК-П, $\delta_м$ — минеральная плотность, $\delta_в$ — плотность пластовой воды (в данной работе принимается равной 1 г/см³), $\delta_г$ — плотность метанового газа, $Кп^{ЯМК}$ — общая пористость по ЯМК, $Hi_в$ — водородный индекс воды (в данной работе принимается равным 1), $Hi_г$ — водородный индекс газа, $P_г$ — коэффициент поляризации газа.

Рассмотрим константы системы уравнений (1). Минеральная плотность δм глинистых опок нижнеберезовской подсвиты изменчива в результате непостоянства минерального состава. На рис. 2, демонстрирующем дифференциальные распределения значений минеральной плотности двух типов опок, видно, что для пласта $НБ_1$ модальное значение $\delta_м$ составляет 2,55 г/см³, а для пласта $НБ_2$ — 2,65 г/см³.

По результатам исследования проб, отобранных в процессе испытаний скважин, плотность метанового газа в стандартных условиях ($\delta_г^{ст.усл}$) составила 0,073 г/см³. При

отличных от стандартных значений давления и температуры плотность газа рассчитывается по формуле:

$$\delta_г = \delta^{ст.усл} \cdot P \cdot T^{ст.усл} / (P^{ст.усл} \cdot z \cdot T), \qquad (2)$$

где $P^{ст.усл}$ — стандартное давление, равное 0,1 МПа, $T^{ст.усл}$ — стандартная температура, равная 20°С (293 К), P — пластовое давление, принятое равным 11 МПа, T — пластовая температура, принятая равной 29°С (302 К), z — коэффициент сверхсжимаемости газа, который при заданных термобарических условиях равен 0,8.

Таким образом, плотность метанового газа для условий залегания отложений нижнеберезовской подсвиты численно равна 0,098 г/см³.

В отличии от плотностных констант первого уравнения системы (1), константы второго уравнения (за исключением водородного индекса воды) весьма вариативны и трудно прогнозируемы. Для того чтобы решить систему (1) и определить $Кг'$ при неизвестном отношении параметров $Hi_г \cdot P_г$, необходимо оценить истинную пористость $K_п$ независимо от методов ГГК-П и ЯМК. Схожий методический прием с привлечением к методике DMRP акустического каротажа (АК) представлен в работе [7].

Основой определения общей пористости по материалам метода АК послужило прямое сопоставление типа «керн-ГИС» между коэффициентом пористости Кп, определенным на керне методом насыщения керосином, и интервальным временем пробега продольной волны DT по данным АК. На рис. 3 представлен график этого сопоставления, свидетельствующий о явной дифференциации данных по признаку принадлежности к пластам $НБ_1$ и $НБ_2$. Уравнения зависимостей имеют следующий вид:

$$для\ пласта\ НБ_1:\ Кп = 0{,}001126 \cdot DT - 0{,}158, \qquad (3)$$
$$для\ пласта\ НБ_2:\ Кп = 0{,}000705 \cdot DT - 0{,}070, \qquad (4)$$

Далее, подставив уравнения (3) и (4) в систему уравнений (1), решаем ее относительно двух неизвестных: газонасыщенности ближней зоны пласта $Кг'$ и отношения параметров газа $Hi_г \cdot P_г$. На рис. 4 желтым фоном со штриховкой представлены результаты определения газонасыщенности ближней

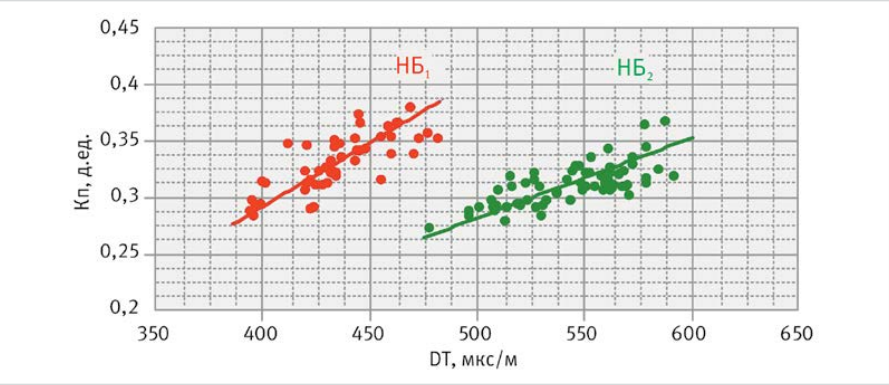


Рис. 3 — График сопоставления коэффициента открытой пористости и интервального времени пробега продольной волны
Fig. 3 — Comparison diagram for the open porosity factor and longitudinal wave interval transit time

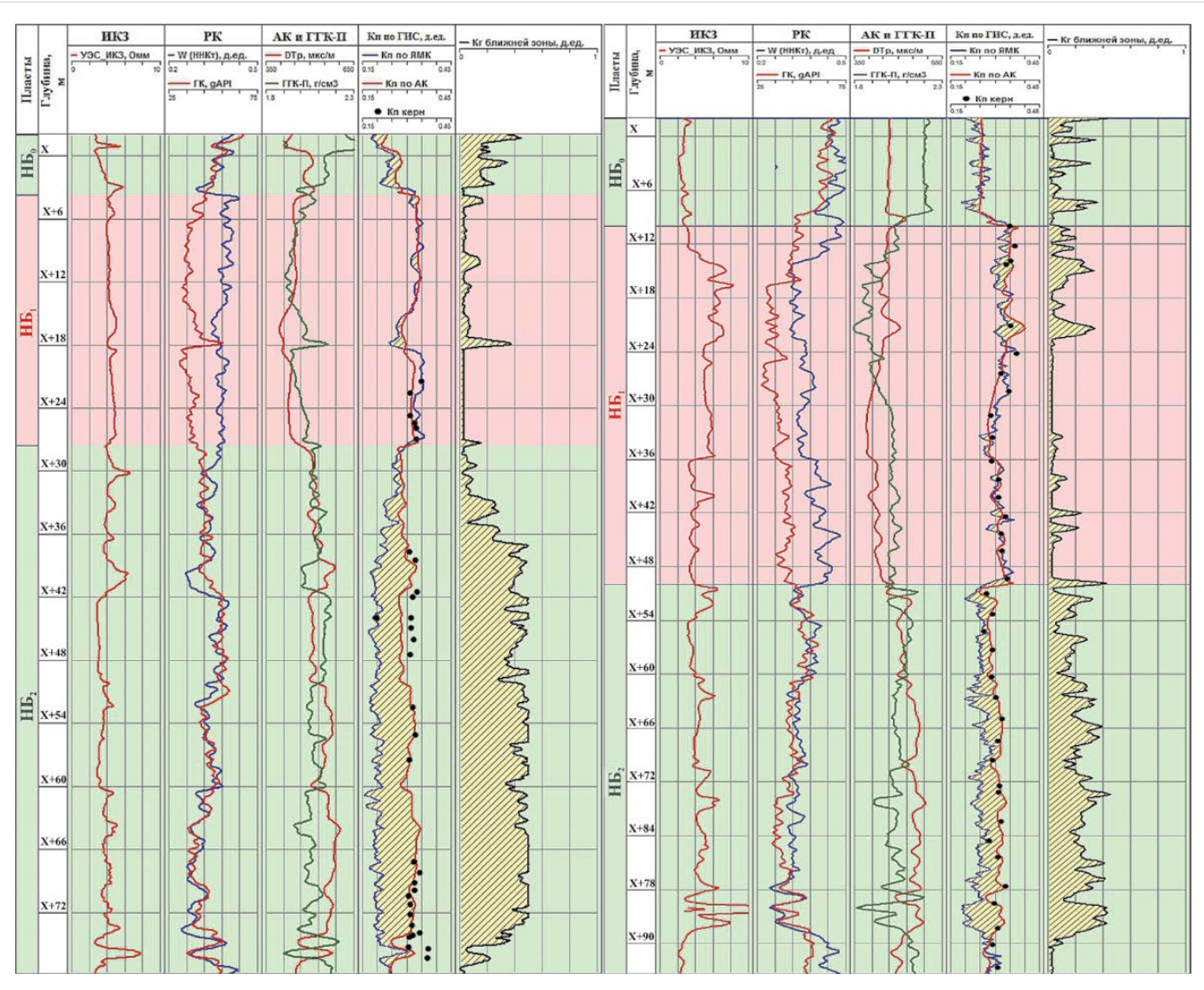


Рис. 4 — Результаты определения газонасыщенности ближней зоны пласта по двум скважинам
Fig. 4 — Gas saturation determination results for the near-field area by two wells

зоны пласта *Кг′* по двум скважинам. Как видно из рисунка, газонасыщенность ближней зоны пласта во второй скважине меньше, чем в первой, однако общим для обеих скважин является то, что значения *Кг′* для пласта $НБ_1$ значительно ниже, чем для пласта $НБ_2$. Водонасыщенность ближней зоны имеет, соответственно, обратную тенденцию.

Примечательным является то, что изначально при разработке комплекса методов ГИС считалось, что для условий такого коллектора, как глинистые опоки, стоит ожидать занижения показаний ЯМК за счет неполной регистрации сигнала от пор минимальных размеров. Однако как показано на рис. 4, в интервале пласта $НБ_1$, газонасыщенность которого минимальна, значения общей пористости по ЯМК зачастую весьма близки к истинной пористости по АК, то есть метод ЯМК вполне информативен для условий коллектора нижнеберезовской подсвиты, а единственным значимым фактором занижения показаний метода является газонасыщенность пород.

Определение насыщенности по результатам исследований изолированного керна

Определение естественной водонасыщенности изолированного керна было выполнено экстракционно-дистилляционным методом (далее — ЭДМ). Отбор коллекции образцов для изучения естественной водонасыщенности целенаправленно был выполнен равномерно по всей толще подсвиты. На рис. 5 представлено сопоставление коэффициента водонасыщенности по результатам ЭДМ с коэффициентом пористости. Шифром кривых на рисунке являются значения коэффициента эффективной пористости. Всего коллекция состоит из 56 образцов, 52 из которых отобраны из отложений нижнеберезовской подсвиты и четыре образца — из кремнистых глин кузнецовской свиты.

На рис. 5 наблюдается явная дифференциация глинистых опок по водонасыщенности (Кв). Так, для образцов пласта $НБ_1$ водонасыщенность изменяется от 0,579 до 0,845 д.ед. и в среднем составляет 0,747 д.ед., для пласта $НБ_2$ — от 0,310 до 0,799 д.ед., в среднем составляет 0,551 д.ед.

При сопоставлении результатов интерпретации ГИС и исследований изолированного керна наблюдается явное завышение значений естественной водонасыщенности относительно расчетных значений насыщенности ближней зоны по модифицированной методике DMRP, что напрямую подтверждает ранее выдвинутое предположения о дегазации ближней зоны пласта.

Резюмируя приведенные выше результаты независимой оценки водонасыщенности глинистых опок двумя методами, стоит еще раз отметить общую тенденцию: как для результатов интерпретации методов ГИС, так и для исследований изолированного керна характерна дифференциация результатов определения насыщенности относительно принадлежности к тому или иному пласту. В результате, пласт $НБ_1$ менее газонасыщен, чем пласт $НБ_2$. В свою очередь, глинистые опоки этих пластов кардинально различаются минеральным составом, а точнее морфологией кремнезема. Из этого следует вывод, что насыщенность глинистых опок нижнеберезовской подсвиты, вероятно, зависит от минерального состава коллектора и кристаллографии кремнезема его слагающего.

Данный вывод представляется неполным, если не учитывать работу [4], в которой по результатам ртутно-порометрических измерений и адсорбционно-структурного анализа (далее — АСА) керна отмечается наличие развитого субкапиллярного пустотного пространства с диаметров каналов менее 0,2 мкм. Причем авторы отмечают, что для коллектора пласта $НБ_1$, имеющего в минеральном составе повышенное содержание ОКТ-фазы, такой тип пористости является доминирующим.

Характеристика структуры пустотного пространства по результатам специальных исследований керна

Метод АСА реализован автоматизированной системой анализа площади поверхности и пористости твердых материалов ASAP 2020 MP фирмы Micromeritics. Утвержденная международным союзом теоретической и прикладной химии (IUPAC) количественная классификация определяет три основных типа пор [8]:

- макропоры со значением радиуса пор более 25 нм;
- мезопоры радиусом от 1 до 25 нм;
- микропоры радиусом менее 1 нм.

Удельный объем пор, измеряемый в процессе адсорбционно-структурного анализа, представляет собой суммарный объем пор, отнесенный к грамму твердого вещества. Оценка удельного объема макропор $V_{макропор}$ с размерами от 50 до 500 нм выполняется с использованием уравнения баланса:

$$V_{сумма} = V_{микропор} + V_{мезопор} + V_{макропор}, \qquad (5)$$

где $V_{сумма}$ — суммарный объем всех пор, рассчитывается по точке изотермы адсорбции при относительном давлении паров азота $P/P_o=0,998$, $V_{мезопор}$ — объем мезопор, рассчитывается по точке изотермы адсорбции при относительном давлении паров азота $P/P_o=0,990$, $V_{микропор}$ — объем микропор, рассчитывается согласно теории объемного заполнения микропор (ТОЗМ, уравнение Дубинина–Радушкевича, Дубинина–Астахова).

Коэффициент пористости того или иного типа пор рассчитывается по формуле:

$$\varepsilon = V_i \cdot \rho_{мин} / (1 + V_i \cdot \rho_{мин}), \qquad (6)$$

где V_i – удельный объем пор (микропор, мезопор или макропор), $\rho_{мин}$ – минеральная плотность, определенная на гелиевом пикнометре.

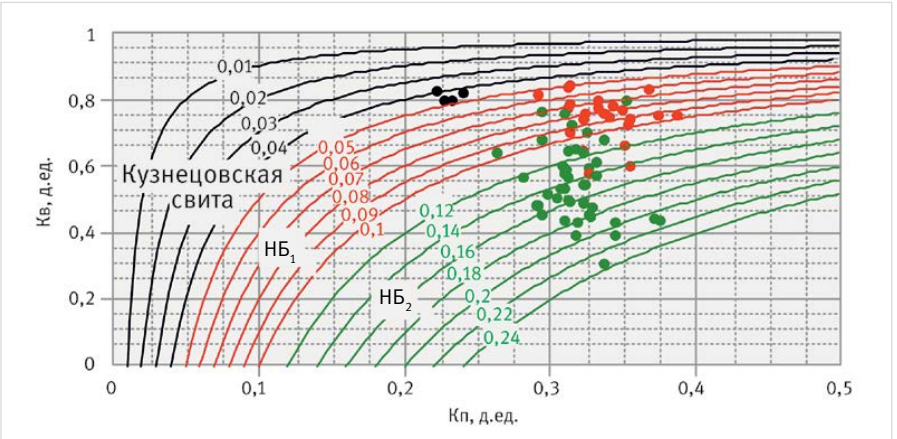


Рис. 5 — График сопоставления коэффициентов водонасыщенности и общей пористости образцов изолированного керна
Fig. 5 — Comparison diagrma for the water saturation and total porosity factors of the encapsulated core samples

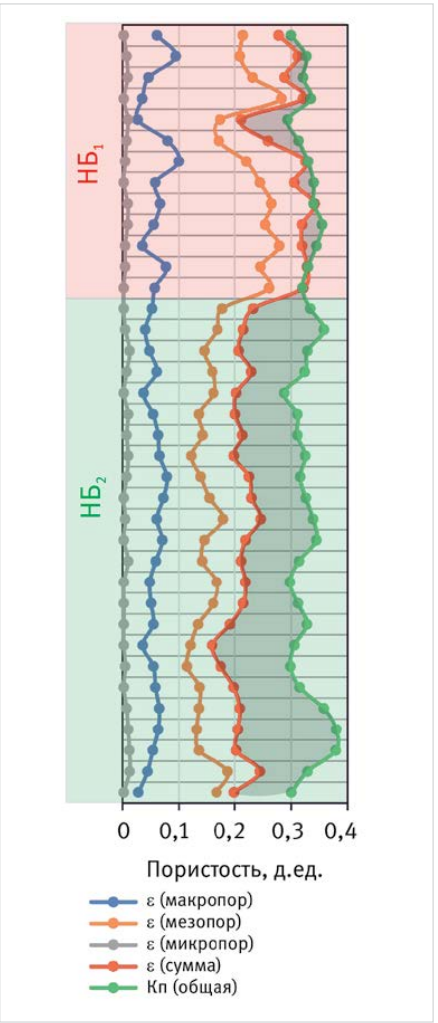


Рис. 6 — Диаграмма сопоставления результатов адсорбционно-структурного анализа и стандартных определений пористости
Fig. 6 — Comparison diagram for the results of the adsorptive structural analysis and standard porosity determinations

Стоит отметить особенность метода АСА — исследования проводятся на порошковых пробах керна. Размер отсеянной фракции составляет от 0,25 до 0,63 мм. Это значит, что метод АСА характеризует структуру матрицы породы и исключает из анализа крупные поры более 0,5 мкм.

На рис. 6 представлена диаграмма результатов АСА по 37 образцам керна нижнеберезовской подсвиты. Для всех образцов характерно доминирующее положение мезопористости.

На рисунке серым фоном показана область между значениями коэффициентов пористости по данным АСА и стандартным исследованиям керосинонасыщением. Эта область характеризует объем крупных пор и трещин, утраченный в результате дробления и отсеивания проб для АСА. Следовательно, разность между коэффициентом общей пористости ($Kп$) и пористости суммарной по АСА ($\mathcal{E}_{сумма}$) — есть дополнительный объем макропор, превышающих размером верхний порог чувствительности метода АСА в 500 нм. Наибольшими значениями утерянного объема макропор характеризуется пласт $НБ_2$.

Из представленного анализа следует вывод о том, что при равных коэффициентах общей пористости (в среднем 0,326 д.ед.) коллектор пласта $НБ_2$ обладает значительным объемом макропор, в среднем составляющим 52% от всего пустотного пространства, в то время как для коллектора пласта $НБ_1$ макропористость составляет всего 26% от общего объема пор.

Вновь наблюдается дифференциация коллекторов пластов $НБ_1$ и $НБ_2$, в данном случае уже по структуре пустотного пространства. Это свидетельствует о прямой связи между водонасыщенностью, структурой пустотного пространства и минеральным составом глинистых опок.

Структура и свойства воды капиллярных систем подробно рассмотрены в теоретических и практических работах таких исследователей как В.А. Приклонский, Е.М. Сергеев, А.А. Роде, Ф.Д. Овчаренко, Ф.Н. Зосимов и др. [9, 10, 11, 12, 13]. Согласно этим работам поровая вода делится на три слоя:

- адсорбционный слой — прочно связанная вода с резко отличными от свободной воды свойствами. Удерживается электрическими и адсорбционными силами поверхности твердой фазы. Толщина слоя — 6–10 нм.
- диффузионный слой — рыхлосвязанная вода, удерживаемая электро-кинематическим равновесием. Толщина слоя оценивается примерно в 30 нм;
- свободная вода.

В соответствии с этими оценками, микропористость (по классификации IUPAC) заполнена неподвижной прочносвязанной водой. Данный тип пор, как видно из рис. 6, незначительно представлен в объеме пустотного пространстве глинистых опок. Напомним, что доминирующим типом пустот является мезопористость с диаметром каналов от 2 до 50 нм. Этот вид пор, в теории, должен быть заполнен сочетанием прочно- и рыхлосвязанной воды и, как отмечает А.А. Карцев в работе [14], движение воды в таких субкапиллярах невозможно. Наличие свободной воды возможно только в порах капиллярной размерности (макропористость, по классификации IUPAC).

Согласно капиллярному механизму формирования залежи, газ в заполненной водой капиллярной системе подвижен и стремится к центрам меньших физико-химических сил этой системы — крупным капиллярам. Они содержат свободную воду, способную впоследствии при определенном давлении заместиться газом. Следовательно, логично предположить, что водонасыщенность пласта $НБ_1$, обладающего более развитым субкапиллярным пустотным пространством, должна быть выше, чем для пласта $НБ_2$, что и наблюдается по ранее представленным результатам интерпретации методов ГИС и исследованиям изолированного керна.

Таким образом, пласт $НБ_1$ менее газонасыщен относительно пласта $НБ_2$, так как содержит в минеральном составе коллектора слабо кристаллические, аморфные модификации кремнезема (ОКТ-фаза), в следствие чего структура пустотного пространства представлена, в основном, субкапиллярной пористостью, заполненной физически связанной водой.

Итоги

Анализ материалов ГИС позволил выделить в нижнеберезовской подсвите два значимых объекта: пласт $НБ_1$ и $НБ_2$. Усовершенствованная методика DMRP позволила рассчитать газонасыщенность прискважинной зоны.

Установлено, что газонасыщенностью глинистых опок зависит от минерального состава и структуры пустотного пространства. Пласт $НБ_1$ менее газонасыщен чем $НБ_2$ так как содержит в минеральном составе коллектора слабо кристаллические и аморфные модификации кремнезема (опал-кристобалит-тридимитовая фаза) вследствие чего пустотное пространство представлено в основном субкапиллярной пористостью, заполненной физически связанной водой.

Выводы

Согласно капиллярному механизму формирования залежи, газ содержится исключительно в крупных пустотах капиллярной размерности (макропористость по классификации IUPAC). В связи с этим, наиболее перспективным в промышленном плане в разрезе нижнеберезовской подсвиты является пласт $НБ_2$, пустотное пространство которого более чем на 50% представлено макропористостью.

В последующем, применение технологий высокоразрешающей томографии и микроскопии «Цифровой керн» позволит описать механизм формирования структуры пустотного пространства опок в зависимости от морфологии кремнезема. Эта информация, с учетом сформированных в данной работе представлений о газонасыщенности, позволит разработать корректную электрическую модель нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты. Что, в свою очередь, даст основу для определения истиной газонасыщенности по результатам электрометрии скважин.

Литература

1. Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я., Ситдиков Н.Р. и др. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений. Международная научно-практическая конференция, тезисы докладов. Казань, 2014.
2. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Оглодков Д.Ю. и др. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. №2. С. 11–26.
3. Пережогин А.С., Нежданов А.А., Смирнов А.С. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №6. С. 42–45.
4. Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №6. С. 23–27.
5. Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б., Облеков Г.И. и др. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. №10. С. 4–16.
6. Hamada G.M., Abushanab M.A. Better porosity estimate of gas sandstone reservoirs using density and NMR logging data // Emirates Journal for Engineering Research, 2008, issue 13, pp. 47–54.
7. Noah A.Z., Shazly T.F. Calculation of Porosity by Combining the Nuclear Magnetic Resonance and Sonic Logs in Gas Bearing Reservoir at Sienna Field of WDDM Concession in Egypt // World Applied Sciences Journal, 2014, issue 30, pp. 1801–1807.
8. Thommes M., Kaneko K., Neimark A.V., Olivier J.P. and oth. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report) // Pure and Applied Chemistry, 2015, issue 9–10, pp. 1051–1069.
9. Приклонский В.А. Грунтоведение. М.: Госгеолтехиздат, 1955. 430 с.
10. Сергеев Е.М. Грунтоведение. М.: МГУ, 1971. 595 с.
11. Роде. А.А. Почвенная влага. М.: АН СССР, 1952. 456 с.
12. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых материалов. Киев: АН УССР, 1961. 291 с.
13. Зосимов Ф.Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод. Тюмень: Софт Дизайн, 1995. 188 с.
14. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.

UDC 553.981.2+552.08

Gas saturation of the non-traditional reservoir of the Lower Berezovskaya subformation of the north of the West Siberia, and its relation to the void mineral composition and structure

Authors:
Danil B. Rodivilov — lead geophysicist of department of log data analysis and interpretation[1]; d.rodivilov@ggr.gazprom.ru
Pavel N. Kokarev — head of department of log data analysis and interpretation[1]; p.kokarev@ggr.gazprom.ru
Vener G. Mamyashev — Ph.D., assistant professor[2]; tmngeofiz@mail.ru

[1]LLC "Gazprom Geologorazvedka", Tyumen, Russian Federation
[2]Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

Abstract
The oldest Cenomanian gas fields of the north of the West Siberia have a steady tendency of the production decline yet today. The Lower Berezovskaya subformation gas was ignored before, now it attracts attention of the producer companies more often. The collector of this subseries is a complex underexplored non-traditional object promising to support gas production. Its mineral composition and basic petrophysical properties have recently been studied actively, however, the issue of the gas saturation level is still open.
Argillous gaizes represent the Lower Berezovskaya subformation reservoir. This work provides the first evaluation of the saturation in this reservoir based on the interpretation of the geophysical studies of wells and encapsulated core analysis. It also reveals and describes the connection between the mineral composition of the gaizes, the structure of the voids, and the gas saturation.

Materials and methods
The DMRP (Density Magnetic Resonance Porosity) method was used to define the level of gas saturation in wells. The argillous gaizes were studied using the Preobrazhensky method and non-stationary helium filtration method. They also used an X-ray diffraction and adsorptive structural analyses. The extraction distillation method was used to study the encapsulated core samples.

Results
Production well logging data analysis allowed allocating two significant objects in the Lower Berezovskaya subformation, which are reservoirs LB_1 and LB_2.
The improved DMRP method allowed calculating the gas saturation rate of the near well bore area. It is established that the gas saturation of the argillous gaizes depends on the void space mineral composition and structure. The reservoir LB_1 is less gas saturated than LB_2, as it contains low crystalline and amorphous silica modifications (opal christobalite tridymite phase), whereby the void space is mainly represented by the subcapillary porosity filled with molecular water.

Conclusions
According to the capillary mechanism of the accumulation, large capillary dimension voids alone contain gas (macroporosity classified by IUPAC). Due to this fact, the most important zone of interest production wise in the Lower Berezovskaya subformation is reservoir LB_2 with its void space of more than 50% of macroporosity. Subsequently, using high-resolution tomography and microscopy Digital Core will allow describing the mechanism of the formation of void space structure of the gaizes depending on the morphology of the silica. Considering the view of the gas saturation developed in this article, this information will allow developing a correct electrical model of the non-traditional reservoir of the Lower Berezovskaya subformation. This, in its turn, will be a basis for determining the true gas saturation according to results of the borehole electrical measurements.

Keywords
lower Berezovskaya subformation, non-traditional reservoir, fractured porous reservoir, argillous gaizes, amorphous silica, void space, gas saturation, density log, nuclear-magnetic resonance log, sonic log

References
1. Cherepanov V.V., Pyatnitskiy Yu.I., Khabibullin D.Ya., Sitdikov N.R. and oth. *Perspektivy narashchivaniya resursnoy bazy gazovykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki putem izucheniya promyshlennogo potentsiala netraditsionnykh kollektorov nadsenomanskikh otlozheniy* [Challenges of increasing a resource base at the mature gas fields by studying a production potential of the non-traditional reservoirs of the Upper Cenomanian deposits]. International scientific-practical conference, Kazan, 2014.
2. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Varyagov S.A., Oglodkov D.Yu. and oth. *Problemy otsenki neftegazoperspektivnosti otlozheniy nizhneberezovskoy podsvity severa Zapadnoy Sibiri* [Problems of the assessment of the prospects of oil and gas deposits of the Lower Beresovskaya subformation of the north of the West Siberia]. Geology, geophysics and the development of oil and gas fields, 2015, issue 2, pp. 11–26.
3. Perezhogin A.S., Nezhdanov A.A., Smirnov A.S. *Perspektivy osvoeniya senonskogo gazonosnogo kompleksa severa Zapadnoy Sibiri* [Prospects of the development of the Cenonian gas bearing complex of the north of the West Siberia]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 6, pp. 42–45.
4. Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. *Kharakteristika pustotnogo prostranstva opok senonckikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri* [Characteristics of the void space of the Cenonian deposit gaizes of the north of the West Siberia]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 6, pp. 42–45.
5. Bondarev V.L., Mirotvorskiy M.Yu., Zvereva V.B., Oblekov G.I. and oth. *Netraditsionnye gazy severa Zapadnoy Sibiri* [Non-traditional gases of the north of the West Siberia]. Geology, geophysics and the development of oil and gas fields, 2008, issue 10, pp. 4–16.
6. Hamada G.M., Abushanab M.A. Better porosity estimate of gas sandstone reservoirs using density and NMR logging data // Emirates Journal for Engineering Research, 2008, issue 13, pp. 47–54.
7. Noah A.Z., Shazly T.F. Calculation of Porosity by Combining the Nuclear Magnetic Resonance and Sonic Logs in Gas Bearing Reservoir at Sienna Field of WDDM Concession in Egypt // World Applied Sciences Journal, 2014, issue 30, pp. 1801–1807.
8. Thommes M., Kaneko K., Neimark A.V., Olivier J.P. and oth. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report) // Pure and Applied Chemistry, 2015, issue 9–10, pp. 1051–1069.
9. Priklonskiy V.A. *Gruntovedenie* [Soil science]. Moscow: Gosgeoltekhizdat, 1955, 430 p.
10. Sergeev E.M. *Gruntovedenie* [Soil science]. Moscow: MSU, 1971, 595 p.
11. Rode. A.A. *Pochvennaya vlaga* [Soil moisture]. Moscow: AS USSR, 1952, 456 p.
12. Ovcharenko F.D. *Gidrofil'nost' glin i glinistykh materialov* [Hydrophilicity of clays and clayey materials]. Kiev: AS USSR, 1961, 291 p.
13. Zosimov F.N. *Diffuznyy sloy i mineralizatsiya plastovykh vod* [Diffuse layer and mineralization of the formation waters]. Tyumen: Soft Design, 1995, 188 p.
14. Kartsev A.A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow: *Nedra*, 1972, 280 p.

УДК 551

Перспективы открытия новых залежей углеводородов в маломощных пластах освоенных месторождений в Пермском крае

Т.И. Майорова
с.н.с.
sbashkova@niikigs.ru

Н.В. Попова
инженер
sbashkova@niikigs.ru

АО «КамНИИКИГС», Пермь, Россия

Перспективы Зуятского месторождения в отношении поисков новых залежей нефти и газа обусловлены его расположением вблизи месторождений с газонефтяными залежами тульских терригенных и верейских карбонатных отложений.
Подсчет запасов УВ выполнен по тульскому и верейскому пластам объемным методом. В основу подсчета запасов углеводородов положены структурные карты по кровле продуктивных пластов верейских карбонатных и тульских терригенных отложений, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, результаты промыслово-геофизических исследований продуктивных отложений и изучения керна.
Подсчетные параметры для залежей определялись по результатам исследований кернового материала, опробования в процессе бурения и испытания через колонну, геолого-геофизических данных по скважинам с привлечением утвержденных параметров по соседним месторождениям-аналогам.

Материалы и методы
Использованы методы определения основных параметров, необходимых для подсчета запасов нефти и газа объемным методом.

Ключевые слова
залежь, структура, запасы, месторождения, скважина

Территория Пермского края в настоящее время считается достаточно изученной и освоенной в основных нефтегазоносных комплексах. В связи с этим становится актуальной задача поиска новых объектов УВ, в том числе в маломощных пластах уже открытых месторождений. К числу таких месторождений относится Зуятское месторождение нефти (нераспределенного фонда), расположенное на территории Кунгурского и Березовского районов Пермского края в 20 км севернее г. Кунгура и в 60 км юго-восточнее г. Перми. Ближайшие разрабатываемые месторождения: Елкинское, Ожгинское, Кыласовское и Высоковское. В тектоническом отношении Зуятское месторождение, приуроченное к Восточно-Мечкинской локальной структуре, находится в северо-восточной части Бымско-Кунгурской моноклинали, в зоне ее сочленения с Юрюзано-Сылвинской депрессией (рис. 1).

Перспективы этого месторождения в отношении поисков новых залежей нефти и газа обусловлены его расположением вблизи месторождений Веслянской валообразной зоны с газонефтяными залежами в башкирских, тульских терригенных, бобриковских и нефтяными залежами в верейских карбонатных, бобриковских и радаевских терригенных отложениях.

Для месторождения характерна унаследовательность структурных планов. Поверхность фундамента в данном регионе залегает на отметках до -3200 м. По строению верхнепротерозойских толщ территория относится к Камской впадине Калтасинского (Камско-Бельского) авлакогена, выполненного породами раннерифейского возраста и плащеобразно перекрытыми терригенной толщей верхнего венда [1]. Поверхности верхневендского комплекса и тиманского горизонта моноклинально погружаются в восточном направлении. По поверхности отложений турнейского яруса Зуятское месторождение расположено в краевой части Башкирско-Кыновского палеоплато в зоне предполагаемого развития верхнефранских шельфовых биогермов. Поднятие

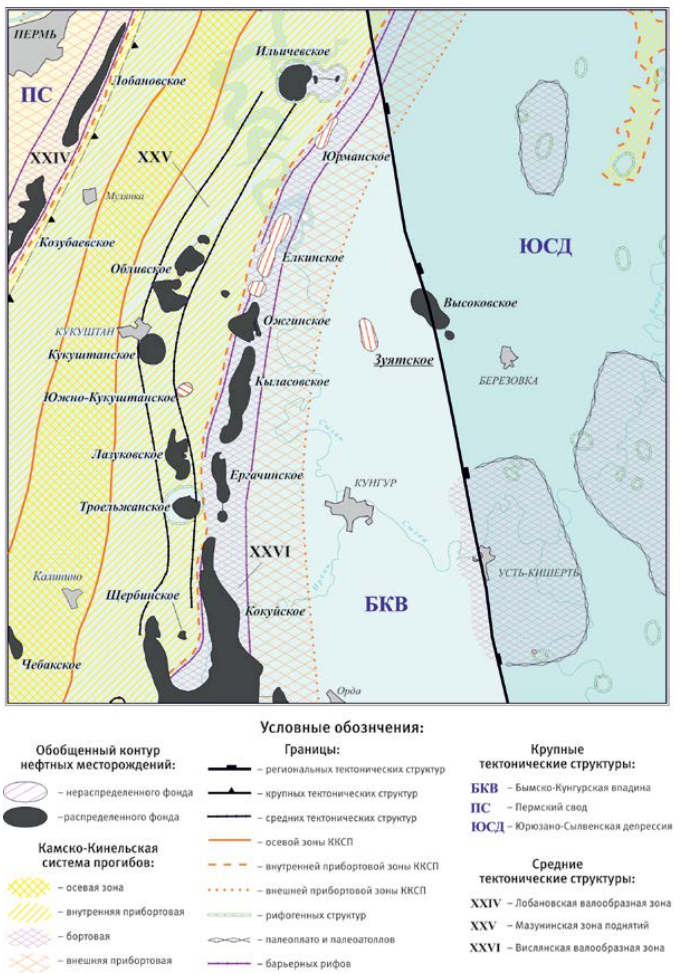


Рис. 1 — Выкопировка из тектонической схемы Пермского края
Fig. 1 — Extract from the Perm Krai tectonic map

характеризуется унаследованностью турнейского и тульского структурных планов. По кровле башкирского яруса поднятие имеет форму купола субмеридиального простирания. Тектонических нарушений нет. Поверхность нижнепермского НГК имеет сложное строение в связи с развитием потенциально перспективных верхнеартинских биогермов и испытывает региональное погружение в направлении Веслянской валообразной зоны с одновременным сокращением мощности от 614 до 490–497 м. Перекрывается артинская толща породами кунгурского яруса с лунежской пачкой иренского горизонта в верхах.

Структура подготовлена под глубокое бурение в 1985–1988 гг. структурным бурением. На поднятии пробурено две поисковые скважины (№№ 200 и 201) и три разведочные (№№ 202, 205, 238). Поисковая скважина № 201 ликвидирована, остальные находятся в консервации (рис. 2). В скважине-первооткрывательнице № 200, пробуренной в 1987 году, при испытании была получена нефть из башкирских, тульских и радаевских отложений. Газопроявления различной интенсивности встречены в верейских и бобриковских отложениях. В 1988–94 гг. по проекту были пробурены 3 разведочные скважины (№№ 202, 205 и 238), вскрывшие фаменско-турнейскую толщу, в скважинах №№ 235 и 238, при опробовании в открытом стволе, нефте-газопроявления были отмечены в каширско-верейских, башкирских и радаевских отложениях [2, 3].

Промышленная нефтеносность установлена в карбонатных отложениях башкирского яруса и терригенных отложениях радаевского горизонта.

При испытании в колонне башкирских отложений получен приток нефти дебитом 9,2 т/сут (насос, скв. № 200), 7,3 т/сут на 3 мм штуцере и 1,269 тыс. м^3/сут растворенного газа (скв. № 202). При испытании радаевских отложений получен приток нефти дебитом 51,7 т/сут, на 9 мм щтуцере и 23,6 тыс. м^3/сут газа (скв. № 200), в скважине № 202 получен приток нефти дебитом 9,2 т/сут на 3 мм штуцере и 1,35 тыс. м^3/сут газа.

Таким образом, в 1990 году было открыто Зуятское месторождение нефти, запасы которого по категории С1 были подсчитаны и включены в Государственный баланс. Кроме нефти также были учтены запасы растворенного газа.

В 1994 году с целью доразведки месторождения на поднятии были пробурены еще две разведочные скважины №№ 205 и 238, в которых получены промышленные притоки

№ скв.	Возраст	Интервал отбора керна, м	Характер нефтепроявлений
200	C_2vr	1525,1–1533,1	1,0 м – известняк неравномерно пропитан густой темной нефтью
	C_2vr	1533,1–1541,1	1,2 м – известняк с запахом нефтяного газа и выпотами густой черной нефти
	C_2vr	1541,1–1549,1	2,0 м – известняк с выпотами густой черной нефти
	C_1tl_T	1901,1–1907,2	1,4 м – песчаник с запахом нефтяного газа, неравномерно нефтенасыщенный легкой желтоватой нефтью
201	C_2vr	1503–1511	0,6 м – известняк неравнемерно пропитанный густой черной нефтью
	C_1tl_T	1873,4–1878	0,3 м – песчаник с запахом нефтяного газа
202	C_2vr	1506,8–1514,3	1,4 м - известняк со слабым запахом газа на свежем изломе
205	C_2vr	1543,6–1550,2	2,3 м - известняк с запахом газа и выпотами нефти на поверхности
	C_2vr	1550,0–1557,2	3,0 м - известняк с запахом газа и выпотами нефти
	C_2vr	1557,2–1564,2	В середине слоя 1 м известняка с запахом газа и выпотами нефти
238	C_1tl_T	1979–1984	1,0 м - песчаник возможно нефте-газонасыщенный

Таб. 1 — Нефтепроявления, отмеченные по керну
Tab. 1 — Oil shows in core samples

№ скв.	Возраст	Интервал опробования, м	Результаты
200	C_1tl_T	1891–1907 –1712,6–1728,6	За 13 мин. при Н дин.=1690 м получено 3 м^3 газа, 0,7 м^3 смеси бурового раствора и фильтрата с нефтью
	C_2ks+vr	1490–1567 –1311,8–1388,8	За 9 мин. при Н дин.=1290 м получено 20 м^3 газа, 1,5 м^3 фильтрата
201	C_1tl_T+bb	1846–1887 –1715–1756	За 56 мин. при Н дин.=1650 м получено 0,28 м^3 бурового раствора с нефтью
	C_1tl_T	1846–1873 –1715–1742	За 44 мин. при Н дин.=1640 м получен слабый приток газа За 50 мин. при Н дин.=1680 м притока не получено
202	C_1tl_T	1850–1877 –1701,4–1728,4	За 34 мин. при Н дин.=1600 м получено 0,25 м^3 смеси бурового раствора, фильтрата и пластовой воды
	C_2vr+C_2b	1478–1542 –1329,5–1393,5	За 19 мин. при Н дин.=1280 м получено 0,5 м3 газа и 0,65 м^3 смеси бурового раствора и фильтрата
205	C_2vr	1516–1580 –1331,6–1395,6	За 99 мин. при ДР=124 атм получено 0,69 м^3 смеси бурового раствора, фильтрата и пластовой воды
238	C_1tl	1972–2007 –1703,8–1739,2	За 12 мин. при ДР=174,3 атм получено 0,23 м^3 нефти, 0,79 м^3 бурового раствора с нефтью, 1 м^3 газа
	C_2ks+vr	1590–1660 –1321,9–1391,9	За 87 мин. при ДР=132,5 атм получено 0,16 м^3 смеси бурового раствора и фильтрата

Таб. 2 — Результаты опробования скважин в открытом стволе
Tab. 2 — Open hole well test results

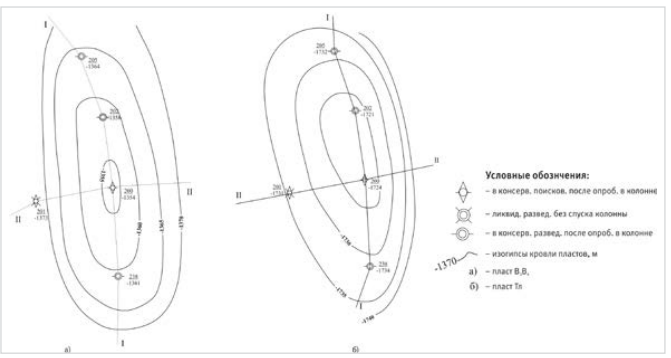


Рис. 2 — Восточно-Мечкинская структура. Структурные схемы по кровлям пластов
Fig. 2 — East Mechkinskaya structure. Structural schemes of top of pays

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст, пласт	Результаты
200	1901–1908 –1723,5–1730,5	Тульский	Нефть Q=2,96 т/сут
200	1532–1540 –1354,5–1362,5	Верейский	Дшт=4 мм. Газ Q=9700 м^3/сут Дшт=5 мм. Газ Q=13400 м^3/сут Дшт=6 мм. Газ Q=17350 м^3/сут Дшт=7,5 мм. Газ Q=6400 м^3/сут
202	1872–1880 –1726,2–1734,2	Тульский	Притока не получено

Таб. 3 — Результаты испытания скважин в эксплуатационной колонне
Tab. 3 — Cased hole well test results

нефти из башкирских (скв. №205) и радаевских (скв. №238) отложений [4].

В целом, по Зуятскому месторождению извлекаемые запасы нефти категории С1 по двум залежам на 01.01.98 г. составили 550 тыс. т, растворенного газа — 57 млн м^3. В настоящее время месторождение находится в консервации.

Авторами пересмотрены и проанализированы все имеющиеся геолого-геофизические материалы по разбуриванию и освоению данной продуктивной структуры с целью выявления пропущенных и неучтенных в Государственном балансе залежей углеводородов.

В процессе бурения и по керну выявлены нефтегазопроявления различной интенсивности в тульских и верейских отложениях. Кроме того, при испытании тульского пласта в скв. №200, где по данным ГИС и керна установлены два проницаемых пропластка толщиной 3,2 м, из интервала 1901–1908 м (1723,5–1730,5 м) получен приток нефти дебитом 2,96 т/сут (таб. 1–3). При подсчете запасов данные пласты ренее не учитывались в Государственном балансе.

Тульские отложения представлены терригенной и карбонатной пачками. Нижняя терригенная пачка представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники светло-серые, кварцевые, прослоями коричневатые, неравномерно нефтенасыщенные, иногда с запахом нефтяного газа.

При испытании в скважине отложений верейского подъяруса, где по данным ГИС и керна был определен газонасыщенный пласт толщиной 8 м, на штуцерах диаметром 3, 4, 5, 6 и 7,5 мм в интервале 1532–1540 м (1354,5–1362,5 м) получены притоки газа соответственно дебитом 9700, 13400, 17350, 6400 м^3/сут. Отложения верейского подъяруса представлены неравномерным чередованием известняков и аргиллитов. Известняки серые, темно-серые, с коричневатым оттенком, неравномерно глинистые, нередко с нефтепроявлениями.

Подсчет запасов УВ выполнен по тульскому и верейскому пластам объемным методом. В основу подсчета запасов УВ положены: структурные карты по кровле продуктивных пластов верейских карбонатных и тульских терригенных отложений, карты эффективных нефтенасыщенных толщин, результаты промыслово-геофизических исследований продуктивных отложений и изучения керна.

Верейские карбонатные отложения газонасыщены, залежь пластовая, сводовая, газоводяной контакт условно принят на отметке -1361,7 м по нижним дырам перфорации в скважине №200 Зуятской площади. Высота газонасыщенной части составляет 8 м (рис. 3, 4).

В тульских терригенных отложениях Зуятского месторождения нефтяная залежь пластовая сводовая, выделяется от двух до трех пропластков с водонефтяным контактом, условно принятым на отметке -1730,5 м по нижним дырам перфорации в скважине №200 Зуятской площади. Мощность нефтенасыщенного пласта составляет 7 м (рис. 3, 4).

Площадь нефтегазоносности продуктивных объектов ограничена внешним контуром нефте- и газоносности, образованным плоскостью водонефтяного и газоводяного контактов и поверхностью кровли нефтяного пласта (C_1tl) для нефтяной залежи и поверхностью газового пласта (C_2vr) для газовой.

Запасы нефти и газа по пластам Тл и B_3B_4 подсчитаны по категориям C_1 и C_2 в соответствии с классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов, действующей до 01.01.2016 года. Контур подсчета для категории C_1 проведен по двойному радиусу дренажа (1000 м) в районе скважины №200, в которой получен приток углеводородов.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта Тл тульского горизонта и газонасыщенные — пласта B_3B_4 верейского подъяруса определялись на основании изучения промыслово-геофизического материала и результатов испытания скважин №№ 200, 201, 202, 205 и 238.

Подсчетные параметры для залежей определялись по результатам исследований кернового материала, опробования в процессе бурения и испытания через колонну, геолого-геофизических данных по скважинам с привлечением утвержденных параметров по соседним месторождениям-аналогам.

Таким образом, в результате пересмотра геологических материалов по Зуятскому месторождению, прирост извлекаемых запасов по категории C_1 за счет привлечения маломощных пластов тульского горизонта и верейского подъяруса составил 90,9 тыс. т. нефти и 120,75 млн. м^3 свободного газа, по категории C_2 — 26,0 тыс. т нефти и 33,84 млн. м^3 свободного газа, что составило 23,4% от балансовых запасов нефти и 100% свободного газа.

Итоги

В результате пересмотра геологических материалов по Зуятскому месторождению открыты новые залежи в тульских терригенных и верейских карбонатных отложениях, получен прирост извлекаемых запасов нефти и свободного газа.

Выводы

Результатом данной работы явилось открытие ранее пропущенных залежей в уже освоенных месторождениях.

Список литературы

1. Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.Н. Строение рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: Звезда, 2001. 108 с.
2. Жданов М.А. Подсчет запасов нефти и газа (методы и практика). Москва: Гостоптехиздат, 1959. 314 с.
3. Методическое руководство по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. Москва: МПР, 2000. 190 с.
4. Мелик-Пашаев В.С., Кочетов М.Н., Кузнецов А.В., Долина Л.П. Методика определения параметров залежей нефти и газа для подсчета запасов объемным методом (на месторождениях платформенного типа). Москва: Гостоптехиздат, 1963. 270 с.

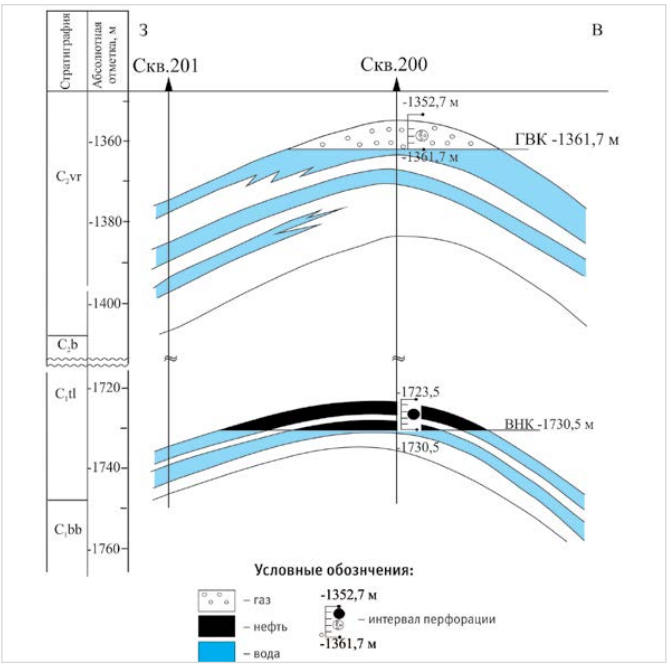


Рис. 3 — Схематический геологический профиль по линии II-II
Fig. 3 — Schematic geological section along II-II line

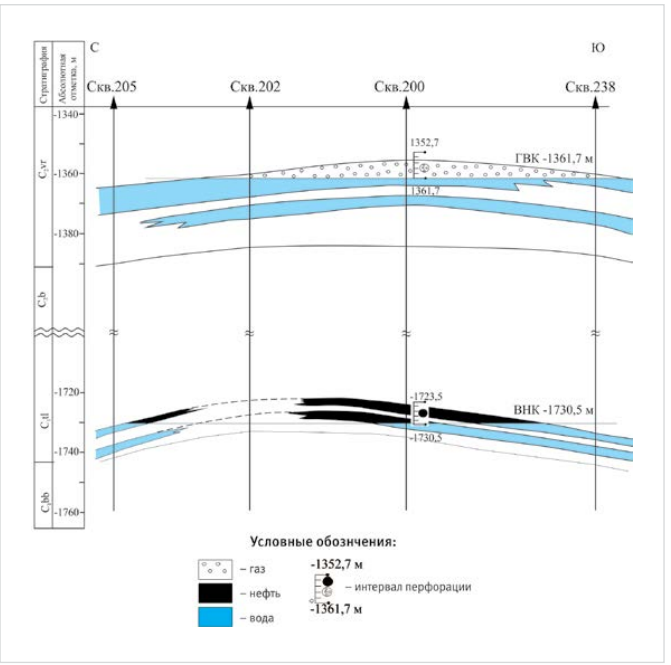


Рис. 4 — Схематический геологический профиль по линии I-I
Fig. 4 — Schematic geological profile along the line I-I

UDC 551

Prospects of new hydrocarbon discoveries in the thin layers of the mature fields in the Perm Krai

Authors:
Tamara I. Mayorova — senior researcher; sbashkova@niikigs.ru
Natalja V. Popova — engineer; sbashkova@niikigs.ru

JSC KamNIIKIGS, Perm, Russian Federation

Abstract
Prospecting new oil and gas deposits in Zuyatskoye field is promising due to its location near fields with oil and gas deposits in the Tula terrigenous and Vereiskian carbonate deposits. Volumetric method of the Tula and Vereiskian is used for hydrocarbon reserves calculation. Calculation of the hydrocarbon reserves were based on the contour maps of the top of pays of the Tula terrigenous and Vereiskian carbonate deposits, net oil maps, results of the production log tests in the pay zones and core analysis.
Calculation parameters for the deposits were defined according to the core analysis results, well testing during drilling and casing formation tests, geology and geophysics well data and approved parameters from the adjacent ideal analogues.

Materials and methods
Volumetric method of reserves estimation was applied to define basic parameters required to calculate oil and gas reserves.

Results
Discovering new deposits in the Tula terrigenous and Vereiskian carbonate deposits was a result of the review of the geological materials of Zuyatskoye field; increment of recoverable oil and non-associated gas reserves is obtained.

Conclusions
A discovery of hidden deposits in the mature fields is a result of this work.

Keywords
deposit,
structure,
reserves,
fields, well

References
1. Belokon' T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.N. Stroenie rifeysko-vendskikh otlozheniy vostoka Russkoy platformy [Riffean-Vendian deposition pattern in the east of the Russian platform]. Perm': *Zvezda*, 2001, 108 p.
2. Zhdanov M.A. *Podschet zapasov nefti i gaza (metody i praktika)* [Oil and gas reserves estimation (methods and practical aspects]. Moscow: *Gostoptekhizdat*, 1959, 314 p.
3. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy otsenke resursov nefti, gaza i kondensata* [Guidelines for the quantitative estimation of the oil, gas and condensate reserves]. Moscow: *MPR*, 2000, 190 p.
4. Melik-Pashaev V.S., Kochetov M.N., Kuznetsov A.V., Dolina L.P. *Metodika opredeleniya parametrov zalezhey nefti i gaza dlya podscheta zapasov ob"emnym metodom (na mestorozhdeniyakh platformennogo tipa)* [Determination of the oil and gas reservoir parameters through the volumetric method (for the platform fields)]. Mosco: *Gostoptekhizdat*, 1963, 270 p.

УДК 550.3

Петроупругая модель оолитового известняка в масштабе керна

М.Ф. Гасеми
аспирант
Mfgh_110@mail.ru

И.О. Баюк
д.ф.-м.н., главный научный сотрудник
ibayuk@yandex.ru

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

В статье представлена методика построения параметрической петроупругой модели оолитового известняка в масштабе керна с помощью подходов теории эффективных сред (Rock Physics), данных о микроструктуре породы и о скоростях упругих волн, распространяющихся в породе. Параметры петроупругой модели характеризуют строение пустотного пространства породы и включают форму межзерновых и оолитовых пор, а также степень связности пор в матриксе и оолитах. Результаты петроупругого моделирования обосновывают важность учета специфической микроструктуры каждой конкретной породы, для которой это моделирование проводится.

Материалы и методы
Подходы теории эффективных сред (Rock Physics), метод обобщенного сингулярного приближения, данные о скоростях упругих волн, фото шлифов, аншлифов и растровой электронной микроскопии.

Ключевые слова
петроупругое моделирование, методы Rock Physics, микроструктура, скорости упругих волн, оолитовый известняк, изотропные свойства, неоднородность

Снижение цен на нефть и сокращение традиционных углеводородных ресурсов, с одной стороны, и стремление использовать нетрадиционные ресурсы, с другой стороны, сделали в последние годы проблему построения эффективных моделей физических свойств коллекторов более важной. Под эффективными свойствами понимают макроскопические свойства неоднородных сред, содержащих большое число неоднородностей. В частности, при рассмотрении упругих свойств решение таких задач называют задачами петроупругого моделирования. Такое моделирование предполагает замену реальной породы некой модельной средой, в который компоненты или неоднородности (в частности, поры, трещины, минеральные зерна, частицы органического вещества и т.п.) представляются в виде некоторых простых геометрических фигур. Как правило, эти фигуры являются эллипсоидами с различным аспектным отношением. Модельная среда должна отображать основные особенности строения породы (микроструктуры). Помимо построения модельной среды, необходимо выделить параметры, характеризующие состав и микроструктуру породы и влияющие на физические свойства пород. Необходимо также определить уравнения, которые позволяют оценить влияние различных параметров модели на ее физические свойства. В качестве таких уравнений используются формулы различных методов теории эффективных сред. Применительно к горным породам эти методы получили название «методы Rock Physics» [1].

Внутреннее строение породы может быть разным на разных масштабах, поэтому модели должны отражать особенности строения породы в разных масштабах. Каждый следующий масштаб наследует свойства предыдущего.

Целью настоящей работы является построение петроупругой модели породы-коллектора в сантиметровом масштабе, т.е. в масштабе образцов, которые обычно испытывают в лабораторных условиях. Эффективные упругие свойства определяют по характеристикам составляющих, имеющим размер в несколько микрометров. Характеристики этих составляющих включают объемные концентрации компонентов, параметры, характеризующие упругие свойства составляющих (модули упругости), их морфологические характеристики (форму, ориентацию, степень связности). В качестве уравнений, связывающих параметры модели и эффективные упругие свойства, взяты формулы метода обобщенного сингулярного приближения (далее — ОСП) [2, 3].

Формула метода ОСП для определения эффективного тензора упругости произвольного типа анизотропии C* имеет вид (в тензорной форме):

$$\mathbf{C}^* = \left\langle \mathbf{C}\left[\mathbf{I} - \mathbf{g}(\delta\mathbf{C})\right]^{-1} \right\rangle \left\langle \left[\mathbf{I} - \mathbf{g}(\delta\,\mathbf{C})\right]^{-1} \right\rangle^{-1}. \quad (1)$$

В формуле (1) треугольные скобки означают усреднение по всем компонентам породы, имеющим разные модули упругости, форму и ориентацию. Далее даны пояснения к членам, входящим в формулу (1), в индексной форме (все индексы принимают значения от 1 до 3):

$$\begin{aligned}
&\delta C_{ijkl} \equiv C_{ijkl} - C^C_{ijkl},\\
&g_{kmln} = \frac{1}{4}\left(\tilde{a}_{klnm} + \tilde{a}_{mlnk} + \tilde{a}_{knlm} + \tilde{a}_{mnlk}\right),\\
&\tilde{a}_{kmln} = \frac{1}{4\pi}\int_0^{2\pi}\int_0^{\pi} n_{mn}\Lambda^{-1}_{kl}\sin\theta d\theta d\varphi,\\
&\Lambda_{kl} \equiv C^C_{kmln} n_{mn},\ n_{mn} \equiv n_m n_n,\\
&n_1 = \frac{1}{a_1}\sin\theta\cos\varphi,\ n_2 = \frac{1}{a_2}\sin\theta\sin\varphi,\ n_3 = \frac{1}{a_3}\cos\theta,
\end{aligned} \quad (2)$$

где $\mathbf{C}$ — тензор упругости каждой компоненты (4-го ранга); $\mathbf{I}$ — единичный тензор 4-го ранга; a_1, a_2, a_3 — полуоси эллипсоидов, моделирующих включения. $\mathbf{C}^c$ — тензор упругости тела сравнения.

Согласно теории, его выбор может быть произволен. Это позволяет выбрать тело сравнения в таком виде, чтобы учесть основные особенности взаимного расположения неоднородностей в породе. Выбор тензора упругости тела сравнения в виде $\mathbf{C}^c = (1-f)\,\mathbf{C}^m + f\,\mathbf{C}^f$, где $\mathbf{C}^c$, $\mathbf{C}^m$ и $\mathbf{C}^f$ — тензоры упругости тела сравнения, матрицы и флюида, а f — эмпирический параметр, определяющий степень связности пустотного пространства, позволяет рассматривать различные типы микроструктуры — от изолированных включений в минеральной матрице до экзотического случая, соответствующего эллипсоидальным частицам минерального вещества, окруженных флюидом.

Как показала практика использования метода ОСП, он является достаточно эффективным и надежным методом для определения тензора упругости микронеоднородных анизотропных пород с любым контрастом свойств компонент [3].

Методика построения математической модели упругих свойств оолитового известняка в масштабе керна

В качестве объекта исследований выбран оолитовый известняк. Оолитовые известняки, как правило, являются хорошими коллекторами, обладая повышенными значениями пористости и проницаемости.

Фото шлифов и растровой электронной микроскопии (РЭМ) представительных образцов породы показаны на рис. 1. Результаты анализа шлифов образцов, выполненного группой Д.В. Короста (МГУ) [5], показывают, что зерна оолитов составляют больше 80%. Тонкокристаллический кальцит занимает примерно 15%, а кварц — 5% от общей площади зерен. Зерна составляют 70% от площади шлифа, цемент — 15 %, поры — 15%. Оолиты являются основными структурными зернами породы и представляют собой сфероагрегаты концентрического строения, сложенные пелитоморфным кальцитом (микритом). Структура большей части оолитов нарушена за счет выщелачивания ядра сфер. Минеральный состав оолитов преимущественно кальцитовый. Размер оолитов от 0,06 до 0,6 мм, преобладают оолиты с размером 0,125 мм.

Форма оолитов сферическая или овальная. Мелкокристаллический кальцит со следами кварца окружают зерна оолитов в качестве цемента. Микроморфологический анализ порового пространства показывает, что поры с разнообразными размерами развиты в цементе и внутри оолитов. Микротрещины и каналообразные поры не наблюдались в масштабе шлифов и полноразмерного образца.

Для нескольких образцов породы с вышеуказанными характеристиками микроструктуры измерялись следующие параметры (усредненные значения): общая пористость (0,22 — доли единицы), гидравлическая проницаемость (22 мД), плотность (2,09 г/см^3) (результаты группы Д.В. Короста) [5]. Однако для получения полного тензора упругости необходимо оценить параметры, характеризующие микроструктуру породы, в том числе форму и ориентацию пор/трещин (при наличии), их емкость и степень связности. В настоящее время нет прямого метода для измерения вышеперечисленных параметров, и их можно оценить либо с использованием методов нелинейной оптимизации, либо используя статистические подходы (например, метод Монте-Карло).

Модельная среда строится на основе проведенных визуальных анализов в масштабе керна (для данной работы — это цилиндры диаметром 30 мм и высотой 60 мм — так называемые стандартные образцы), включая данные компьютерной томографии с большим разрешением (60 мк) и акустической томографии. Более подробно методика акустической томографии описана в работах [5, 6]. Основной смысл данного исследования заключается в возможности разделения неоднородности и анизотропии. Согласно этой методике, скорости объемных продольных и поперечных волн (Vp, Vs) измеряются для разных азимутов на разной высоте от основания образца. Помимо этого, скорости измеряются вдоль оси керна на разных трассах. Исследования проводятся для нескольких образцов-близнецов, вырезанных из полноразмерного керна. Образцы-близнецы имеют сходную микроструктуру и акустические характеристики (Vp, Vs). Для данной породы исследования проводились для пяти образцов-близнецов. После проведения измерений полученные значения скоростей статистически обрабатываются.

Тип упругой симметрии определяется путем сравнения индикатрис измеренных скоростей упругих волн с индикатрисой фазовых скоростей в среде с данным типом анизотропии.

Для исследованных образцов характер изменения скоростей продольных и быстрых поперечных волн имеет некоторое сходство с таковыми для системы HTI с осью симметрии x1. Однако форма медленных поперечных волн нарушает допущение об этом типе симметрии. Анализируя характер распределения скоростей упругих волн в зависимости от высоты от основания образца и азимута (рис. 2), можно полагать, что данная порода в масштабе стандартных образцов является изотропной и неоднородной средой. В таб. 1 показаны результаты статистической обработки измеренных значений скоростей упругих волн для исследованных образцов. Степень неоднородности породы можно характеризовать коэффициентами вариации скоростей (среднеквадратическое отклонение, нормированное на среднее значение), которые, в среднем, составляют

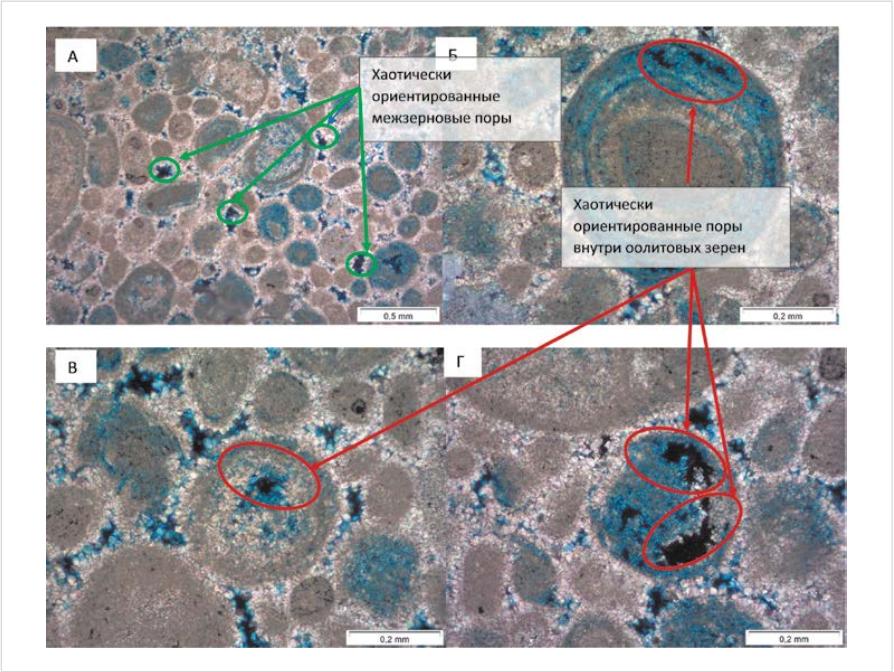


Рис. 1 — Известняк оолитовый. Фото шлифа: А — в параллельных, Б, В, Г — в скрещенных николях. Фото группы Д.В. Короста (МГУ)
Fig. 1 — Oolitic limestone. Photos of the section: A — in parallel, Б, В, Г — in crossed Nicol prisms. Photo by group of D. V. Korost (Moscow State University)

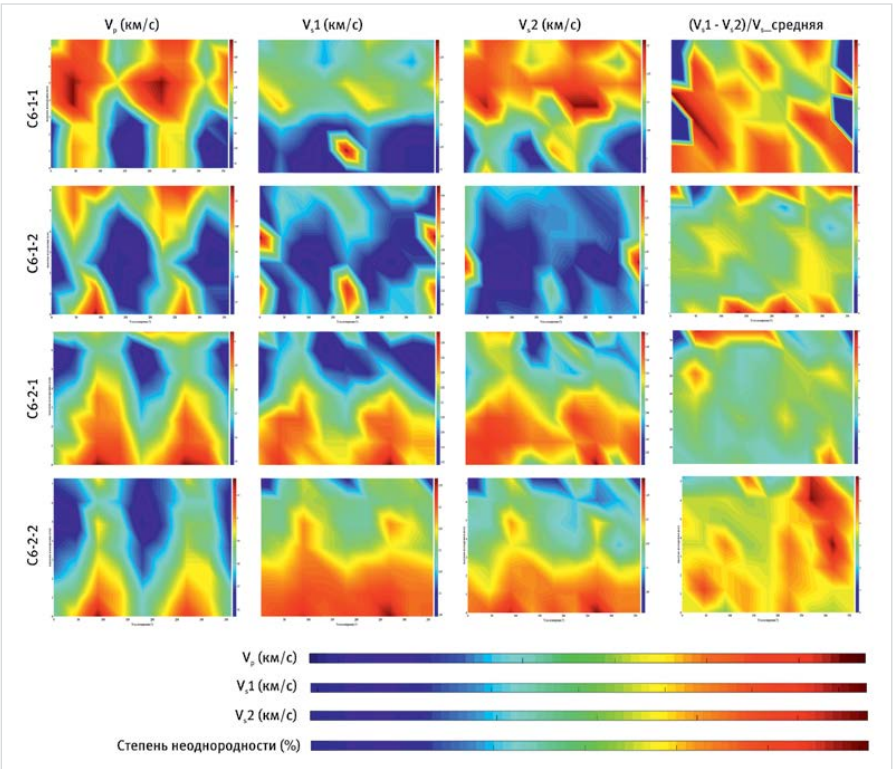


Рис. 2 — Результаты акустической томографии стандартных образцов оолитового известняка. Неравномерное распределение скоростей показывает слабую неоднородность.
Fig. 2 — Results of acoustic tomography of standard samples of oolitic limestone. The nonuniform velocity distribution shows a weak inhomogeneity

3,5% для Vp и 3% для Vs. В дальнейшем эти значения используются при проведении нелинейной оптимизации в качестве пороговых для отбора приемлемых решений.

Для данной породы нами предложен следующий алгоритм построения математической модели эффективных упругих свойств в масштабе образца, в котором соблюдается общий принцип «от мелких неоднородностей — к крупным»:

- мелкокристаллические кальцит и кварц составляют цемент породы. Рентгеновская дифракция образца показывает более 99,5% кальцита от общего объема пород (включая оолитовые зерна и цемент). Мы предполагаем, что такая же относительная объемная доля действительна для состава цемента. Применяется метод Хашина-Штрикмана для расчета эффективного тензора упругости цемента (матрикса),

в котором кальцит играет роль вмещающей среды. В этом случае тензор упругости тела сравнения совпадает с таковым для изотропного поликристалла кальцита. Эти свойства можно вычислить по тензору упругости монокристалла кальцита, используя, например, метод Фойгта–Ройсса–Хилла или самосогласования [2, 7]. Для частиц кварца так же используются свойства изотропного поликристалла;

- оолитовые зерна представляются в виде составной среды — «эллипсоидальные поры в кальцитовой матрице» (рис. 3а). Тензор эффективных упругих параметров оолитовых зерен рассчитается по методу ОСП (среда I) (рис. 3б);
- сферические включения среды I помещаются в цемент (матрикс) и добавляются хаотически ориентированные эллипсоидальные поры (среда II). Ориентированная пора показана на рис. 3г. Результаты анализа шлифов показывает, что зерна оолитов составляет 70% от общей площади шлифа (82,35% от матрицы образца). Полагая, что среда статистически однородная, можно считать, что объемная доля оолитовых зерен, составляющих исследуемый образец, приблизительно равна этому значению.

Применение метода ОСП для третьей модели приведет к эффективному тензору упругости исследуемого карбонатного образца (рис. 3в). При моделировании считалось, что поры заполнены воздухом. Это соответствует реальному заполнению пор в исследуемых образцах.

Формы межзерновых и оолитовых пор предполагаются эллипсоидальными, поскольку метод ОСП основан на допущении эллипсоидальных пор. Оолитовые поры образуются между кальцитовыми круглыми слоями оолитовых зерен, и можно считать их хаотически ориентированы. В ультразвуковом эксперименте обнаружилось низкое расщепление поперечных волн. Однако микро- и макроморфологические анализы подтвердили изотропию образца (отсутствие большого числа ориентированных неоднородностей), поэтому наблюдаемое расщепление является артефактом.

Неизвестными параметрами предлагаемой модели оолитового известняка являются:

- объемная доля пор внутри оолитовых зерен;
- параметр связности пор внутри оолитовых зерен;
- эффективное аспектное отношение пор внутри оолитовых зерен;
- эффективное аспектное отношение межзерновых пор;
- параметр связности межзерновых пор и оолитовых зерен в матриксе.

Для решения данной задачи, в которой число неизвестных больше, чем число измеренных независимых величин, требуются ограничения на искомые параметры. Методы нелинейной оптимизации позволяют получить решение задачи в определенной области значений параметров. Увеличение числа неизвестных расширяет область поиска и приводит к большой неопределенности найденного решения. Наличие информации об области возможного изменения параметров сужает диапазон поиска решения и повышает достоверность решения задачи. В нашей работе предполагается, что объемная доля пор внутри оолитовых зернах не превышает 50% от общей пористости (по визуальным анализам фото шлифов). Параметры связности меняются от 0 до 1, эффективные аспектные отношения от 0,1 до 1. Поскольку трещины не наблюдались в микро и макромасштабе, в модели предполагается, что аспектное отношение пор не может быть меньше 0,1. Для реализации алгоритма нелинейной оптимизации, имеющей целью получение неизвестных параметров модели, применялся метод Complex search algorithm библиотеки IMSL FORTRAN 90.

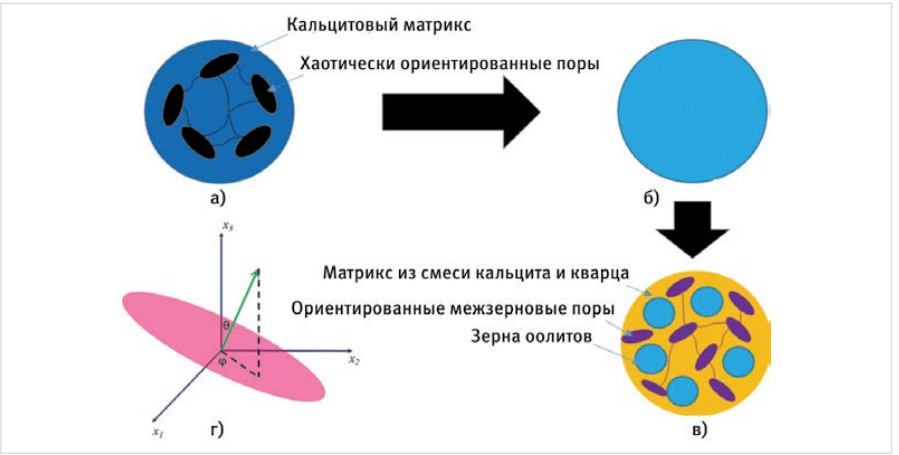


Рис. 3 — (а) зерна оолитов с пористой внутренней структурой, (б) эффективная модель оолитовых зерен (среда I), (в) модель исследуемой среды со сферическими оолитовыми зернами (с эффективными свойствами, рассчитанными на предыдущем этапе) и ориентированными связанными межзерновыми порами (среда II). (г) межзерновая пора, ориентированная относительно вертикальной и горизонтальной осей (x3 и x1) земной системы координат
Fig. 3 — (a) Grain of ooliths with a porous internal structure, (б) an effective model of oolitic grains (medium I), (в) a model of the investigated medium with spherical oolitic grains (with effective properties calculated at the previous stage) and chaotically oriented and connected intergranular pores (medium II). (г) intergranular pore oriented with respect to the vertical and horizontal axes (x3 and x1) of the Earth's coordinate system

	C6_1_1	C6_1_2	C6_2_1	C6_2_2	C6_2_3
$Kп_{оолитов}$	0.022	0.020	0.022	0.021	0.019
$\sigma Kп$	0.005	0.005	0.009	0.021	0.019
$АО_{оолитов}$	0.74	0.75	0.77	0.76	0.71
$\sigma АО_{ool}$	0.0830	0.0650	0.0972	0.0488	0.0688
$АО_{межзерн}$	0.60	0.63	0.63	0.61	0.63
$\sigma АО_{меж}$	0.0618	0.0603	0.1415	0.0916	0.0731
$f_{оолитов}$	0.92	0.92	0.93	0.92	0.93
$\sigma f_{_оолит}$	0.020	0.016	0.011	0.025	0.020
$f_{межзерн}$	0.74	0.75	0.71	0.74	0.72
$\sigma f_{_межзерн}$	0.066	0.052	0.056	0.045	0.055

Таб. 2 — Параметры, характеризующие поровое пространство исследуемых образцов, полученные в результате решения обратной задачи
Tab. 2 — Parameters characterizing the pore space of the studied samples provided by the inverse problem solution

Результаты моделирования

На рис. 4 показаны значения параметров модели для одного из образцов-близнецов в процессе работы алгоритма нелинейной оптимизации, направленной на поиск минимума функционала, который является усредненной невязкой расчетных и теоретических значений скоростей. «Зеленые зоны» иллюстрируют подобранные параметры, при которых расхождение теоретических и экспериментальных значений скоростей находится в приемлемом диапазоне, определяемом степенью неоднородности породы. Все решения для параметров модели, полученные в «зеленых зонах», запоминались, а по окончании работы алгоритма статистически обрабатывались.

Результаты статистической обработки решений обратной задачи для оценки параметров микроструктуры пяти образцов-близнецов приведены в таб. 2. Как видно, значения параметров, полученных для разных образцов, достаточно близки. Это, в свою очередь, еще раз подтверждает, что данные образцы можно считать близнецами. Поры внутри оолитовых зерен составляют примерно 10% от общей пористости. Межгранулярное и оолитовое поровое пространство имеют схожую морфологию с аспектным отношением 0,75 и 0,60. Коэффициент связности оолитового порового пространства (f=0,92) выше по сравнению с коэффициентом связности межзернового порового пространства (f=0,71–0,75) показывает, что поры в оолитовых зернах имеют более высокую связность по сравнению с таковыми в межзерновом пространстве. Это также подтверждается результатами визуального анализа микроструктуры образцов.

На основании полученных параметров были рассчитаны модули упругости для каждого образца (модуль всестороннего объемного сжатия и сдвига), которые показаны в таб. 3.

Анализ чувствительности модели к параметрам

Был проведен анализ, показывающий, насколько изменения разных параметров построенной математической модели эффективных упругих свойств оолитового известняка влияют на скорости упругих волн. При варьировании одного из параметров остальные параметры модели фиксировались — использовались их средние значения.

На рис. 5 показано влияние аспектного отношения (далее — АО) оолитовых и межзерновых пор на скорости упругих волн в породе. Здесь и на последующих рисунках скорости продольных волн показаны синим цветом, поперечных — красным. Для анализа выбран достаточно широкий диапазон аспектного отношения, переводящий поры в трещины. Наблюдается сильная нелинейность в зависимости скоростей от этого параметра. Для аспектных отношений менее 0,01 наблюдаются аномально низкие, противоречащие наблюдениям, значения скоростей. Такие области аспектных отношений сразу могут быть исключены из рассмотрения при петроупругом моделировании для данной породы.

Характер зависимостей скоростей от АО оолитовых и межзерновых пор довольно схож. Однако для при уменьшении АО межзерновых пор скорости падают более резко, что объясняется тем, что порода «чувствует» оолитовые поры через оолитовые включения, в то время как межзерновые поры непосредственно находятся в матриксе.

В целом при варьировании значения АО от 0,1 до 1 скорости продольных волн изменяются на 13% для оолитовых пор и на 31% для межзерновых пор. Для скоростей поперечных волн эти изменения скоростей составляют соответственно 15% и 25 %.

На рис. 6 показано влияние связности оолитовых и межзерновых пор на скорости упругих волн в породе. Как видно, поведение скоростей при изменении этого параметра для оолитовых пор и межзерновых пор различно. Влияние связности оолитовых пор на скорости упругих волн породы довольно незначительно вплоть до значения параметра связности 0,8 (менее 5% для Vp). После этого значения параметра связности скорости падают довольно резко. Падение скорости Vp выше, чем на 5%, наблюдается уже при значении параметра связности межзерновых пор равном 0,3. С ростом параметра связности наблюдается более заметное падение скоростей.

Поскольку влияние формы и степени связности оолитовых и межзерновых пор различно на скорости упругих волн, то перераспределение доли пор между межзерновыми и оолитовыми отражается на значениях скоростей упругих волн. Увеличение доли оолитовых

	Модуль сжатия (К), ГПа	σ_K, ГПа	Модуль сдвига (μ), ГПа	σ_μ, ГПа
C6_1_1	14.99	1.303	10.29	0.432
C6_1_2	15.60	1.022	10.63	0.333
C6_2_1	15.23	0.695	10.43	0.216
C6_2_2	15.22	0.681	10.42	0.211
C6_2_2	15.16	0.671	10.51	0.113

Таб. 3 — Модули упругости исследуемых образцов, полученные по рассчитанным параметрам микроструктуры образцов
Tab. 3 — Elastic modules of the studied samples obtained from the inverted microstructural parameters

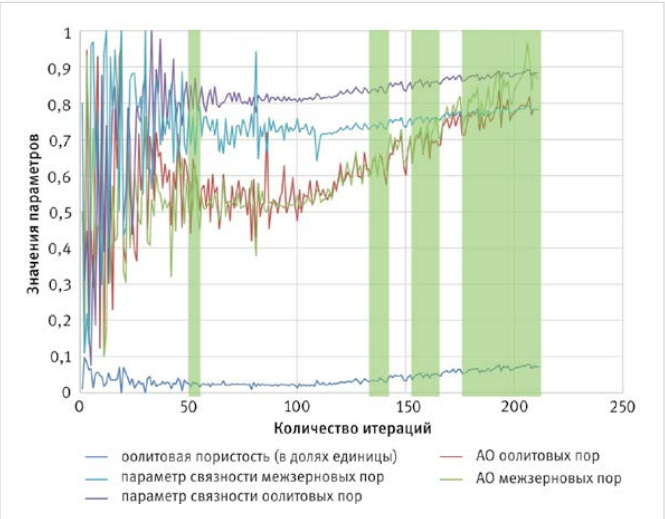


Рис. 4 — Итерации алгоритма оптимизации
Fig. 4 — Iteration of the optimization algorithm

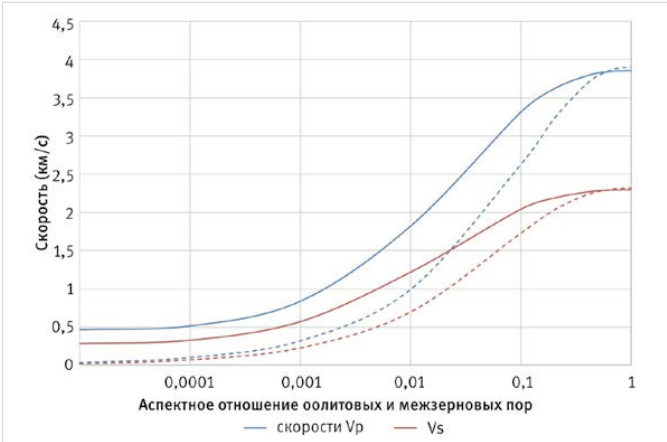


Рис. 5 — Влияние аспектного отношения оолитовых пор (сплошные кривые) и межзерновых пор (пунктирные кривые) на скорости объемных упругих волн в исследуемом образце
Fig. 5 — Effect of the aspect ratio of oolitic pores (solid curves) and intergranular pores (dashed curves) on the velocity of bulk elastic waves in the studied sample

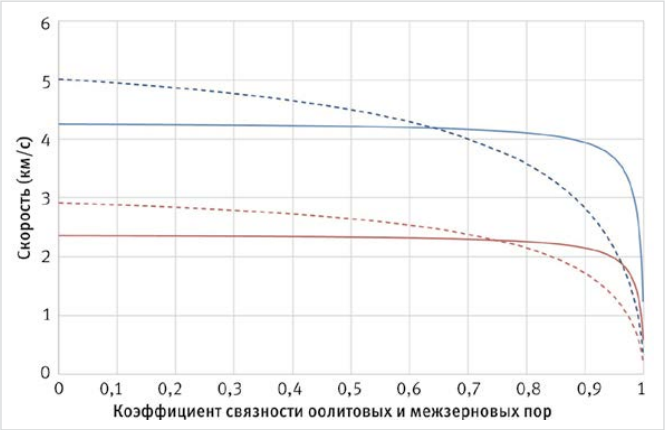


Рис. 6 — Влияние связности оолитовых пор (сплошные кривые) и межзерновых пор (пунктирные кривые) на скорости объемных упругих волн в исследуемом образце
Fig. 6 — Effect of the connectivity of oolitic pores (solid curves) and intergranular pores (dashed curves) on the velocity of bulk elastic waves in the studied sample

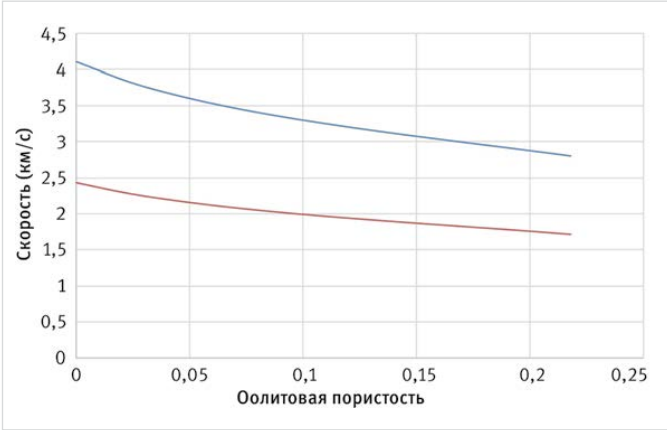


Рис. 7 — Влияние оолитовой пористости на скорости объемных упругих волн в исследуемом образце
Рис. 7 — Effect of oolitic porosity on the velocity of bulk elastic waves in the studied sample

пор в общей пористости снижает жесткость оолитовых зерен. Это приводит к тому, что скорости упругих волн в породе падают с увеличением пористости оолитов (рис. 7).

Итоги

Построена петроупругая модель оолитового известняка в масштабе керна. Исследована степень влияния параметров модели на скорости упругих волн. Показано, что построенная модель довольно чувствительна к этим параметрам. Одноименные параметры оолитов и межзерновых пор оказывают разное влияние на скорости упругих волн. Перераспределение пористости между оолитами и межзерновым пространством приводит к существенному изменению упругих характеристик породы.

Выводы

Подходы Rock Physics использованы для построения петроупругой модели оолитового известняка в масштабе керна по результатам изучения микроструктуры породы и скоростям упругих волн, измеренным на представительном образце породы. Методика измерения скоростей позволила оценить степень неоднородности породы в масштабе образца и классифицировать породу как изотропную с отдельными неоднородностями. Получены статистические характеристики параметров строения пустотного пространства: аспектное отношение оолитовых и межзерновых пор, коэффициенты их связности. Показано, что при фиксированной общей пористости перераспределение пористости между минеральной матрицей и оолитами может приводить к значительному изменению скоростей упругих волн.

Список литературы

1. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook. 2nd Edition. Tools for Seismic Analysis of Porous Media. Cambridge: Cambridge University Press, 2009, 511 p.
2. Eshelby J.D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusions and related problems // Proceedings of the Royal Society of London. Series A, 1957, V. 241, pp 376–396.
3. Баюк И.О. Основные принципы математического моделирования макроскопических физических свойств коллекторов углеводородов // Технологии сейсморазведки. 2013. №4. С. 5–18.
4. Баюк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А., Гилязетдинова Д.Р., Краснова М.А., Корост Д.В. и др. Сейсмоакустические исследования керна при пластовых условиях // Технологии сейсморазведки. 2015. №2. С. 36–45.
5. Тихоцкий С.А., Фокин И.В., Баюк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А. и др. Комплексные лабораторные исследования керна в ЦПГИ ИФЗ РАН // Наука и технологические разработки. 2017. № 2. С. 17–32.
6. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред. М.: Наука, 1977. 400 с.
7. Willis J.R. Bounds and self-consistent estimates for the overall properties of anisotropic composites // Journal of the Mechanics and Physics of Solids, 1977, issue 3, pp. 185–202.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Petroelastic model of oolitic limestone at the core scale

UDC 550.3

Authors:
Mohammad F. Ghasemi — Ph.D. student; Mfgh_110@mail.ru
Irina O. Bayuk — Sc.D., chief researcher; ibayuk@yandex.ru

Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper presents a technique for constructing a parametric petroelastic model of oolitic limestone on the core scale using the approaches of the Effective Medium Theory (Rock Physics), data on the microstructure of the rock, and the velocities of elastic waves in the rock. Parameters of the petroelastic model characterize the structure of the void space of the rock and include the shape of intergranular and oolitic pores, as well as the degree of connectivity of pores in the matrix and oolites. The results of petroelastic modeling justify the importance of taking into account the specific microstructure parameters of each particular rock for which this simulation is carried out.

Materials and methods

Approaches of the Effective Medium Theory (Rock Physics), the method of generalized singular approximation, data on elastic wave velocities, images of thin sections, polished sections, and scanning electron microscopy (SEM).

Results

A petroelastic model of oolitic limestone is constructed on core scale. The degree of influence of the model parameters on the elastic wave velocities is investigated. It is shown that the constructed model is quite sensitive to these parameters. The same parameters of oolites and intergranular pores have a different effect on the speed of elastic waves. Redistribution of porosity between oolites and intergranular space leads to a significant change in the elastic characteristics of the rock.

Conclusions

The Rock Physics approaches are used to construct a petroelastic model of oolith limestone on a core scale from the rock microstructure and elastic wave velocities measured on samples. The method of velocity measurements allowed one to estimate the degree of rock heterogeneity on the sample scale and classify the rock as an isotropic one with embedding various inhomogeneities. Statistical characteristics of the parameters describing the void space structure are obtained: aspect ratio of oolitic and intergranular pores and coefficients of their connectivity. It is shown that for a fixed total porosity a redistribution of the porosity between the mineral matrix and oolites can lead to a significant change in the elastic wave velocities.

Keywords

petroelastic modeling, Rock Physics methods, microstructure, elastic wave velocities, oolitic limestone, isotropic properties, inhomogeneity.

References

1. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics Handbook. 2nd Edition. Tools for Seismic Analysis of Porous Media. Cambridge: Cambridge University Press, 2009, 511 p.
2. Eshelby J.D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusions and related problems // Proceedings of the Royal Society of London. Series A, 1957, V. 241, pp. 376–396.
3. Bayuk I.O. *Osnovnye printsipy matematicheskogo modelirovaniya makroskopicheskikh fizicheskikh svoystv kollektorov uglevodorodov* [Basic principles of mathematical modeling of macroscopic physical properties of hydrocarbon reservoirs]. Seismic technologies, 2013, issue 4, pp. 5–18.
4. Bayuk I.O., Beloborodov D.E., Berezina I.A., Gilyazetdinova D.R., Krasnova M.A., Korost D.V. and oth. *Seysmoakusticheskie issledovaniya kerna pri plastovykh usloviyakh* [Seismoacoustic studies of core under reservoir conditions]. Seismic technologies, 2015, issue 2, pp. 36–45.
5. Tikhotskiy S.A., Fokin I.V., Bayuk I.O., Beloborodov D.E., Berezina I.A. and oth. *Kompleksnye laboratornye issledovaniya kerna v TsPGI IFZ RAN* [Complex laboratory core studies at the CPGI IPE RAS]. Science and Technological development, 2017, issue 2, pp. 17–32.
6. Shermergor T.D. *Teoriya uprugosti mikroneodnorodnykh sred* [Theory of Elasticity of Microinhomogeneous Media]. Moscow: *Nauka*, 1977, 400 p.
7. Willis J.R. Bounds and self-consistent estimates for the overall properties of anisotropic composites // Journal of the Mechanics and Physics of Solids, 1977, issue 3, pp. 185–202.

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
- Обеспечение работы агрегатов и технологического оборудования при низких температурах
- Система обогрева нефтяных скважин
- Теплоизоляция и антикоррозийные покрытия
- 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 проводящих пластмасс и саморегулирующихся кабелей полного цикла
- 25 лет успеха на рынке
- 100% контроль качества
- Единая точка ответственности

РУСЭЛПРОМ: мы строим историю России

Обладая планетарным стратегическим потенциалом, Арктика постепенно превращается в арену масштабной конкуренции и столкновения геополитических интересов. На арктические природные богатства претендуют с разной степенью обоснованности как минимум пять государств: Россия, Норвегия, Дания, Канада и Соединенные Штаты. Все эти страны имеют выход к Северному Ледовитому океану. Но свои интересы в регионе начинают отстаивать также страны, не имеющие прямого доступа к этой акватории, например, Китай. Поэтому для исторического будущего России безусловным приоритетом в XXI веке является укрепление в Арктике позиций государственного суверенитета и экономических возможностей.

«Российское могущество прирастать будет Сибирью и Северным океаном».
М.В. Ломоносов

Континентальные и прибрежные арктические территории занимают около четверти площади России. Именно здесь, где сейчас живет менее 2% россиян, создается свыше 11% валового внутреннего продукта страны и обеспечивается более четверти ее экспорта. При том что большая часть региона исследована недостаточно, здесь уже добывается и производится 95% российского никеля и кобальта, более 80% газа, 25% нефти, 60% меди, 100% барита и апатитового концентрата.

Арктическая зона Российской Федерации, по оценке Минприроды, содержит начальные извлекаемые суммарные ресурсы в размере 258 млрд тонн условного топлива, что составляет 60% всех ресурсов углеводородов страны. Разведанные запасы нефти в российской Арктике составляют 7,7 млрд тонн, а газа — 67 млрд кубометров. При этом еще предстоит разведать более 90% арктического шельфа (фото 1) и 53% территории на суше. Основная часть уже разведанных запасов категории АВС1+С2 находится на суше в двух автономных округах: Ямало-Ненецком — 4,938 млрд тонн (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция) и Ненецком – 1,057 млрд тонн (Тимано-Печорская НГП).

В недалеком будущем роль Арктики в экономике страны еще более возрастет, так как в мире наблюдается переориентация части транспортных потоков с южного направления на северное. Поэтому с планами освоения Арктики связано развитие Северного морского пути, для чего Минтранс России разработал комплексный проект, рассчитанный до 2030 года. Его реализация позволит использовать потенциал акватории Северного океана для транзитного судоходства, для доставки грузов в наши северные порты и перевозок углеводородного сырья с мест добычи, расположенных на арктическом побережье и континентальном шельфе, а также максимально обеспечить безопасность мореплавания, деятельность кораблей и судов ВМФ.

Арктическая зона Российской Федерации содержит 60% всех ресурсов углеводородов страны

Потребность России в ледокольном флоте по прогнозам экспертов к 2035 году составит двенадцать атомоходов. Сейчас действует четыре таких судна: линейные ледоколы класса «Арктика» — «Ямал» и «50 лет Победы», предназначенные для проводки коммерческих судов через воды Северного ледовитого океана, и ледоколы с ограниченной осадкой типа «Таймыр» и

Фото 1 — Ледостойкая платформа «Приразломная» ведет добычу нефти на российском арктическом шельфе

Фото 2 — Спуск на воду ледокола нового поколения «Сибирь»

Фото 3 — Доставка ГЭД для атомных ледоколов проекта 22220

«Вайгач», созданные для работы в руслах сибирских рек.

Эти атомоходы будут списаны в течение последующих пяти лет, поэтому по заказу Росатомфлота на ООО «Балтийский завод – судостроение» полным ходом идет строительство трех ледоколов нового поколения ЛК-60Я типа «Арктика» (проект 22220), которые после ввода в эксплуатацию станут самыми мощными в мире. Это один из самых амбициозных проектов в современном отечественном судостроении.

Три богатыря: «Арктика», «Сибирь» (фото 2) и «Урал» — поочередно войдут в строй до 2022 года. Головной из них — «Арктика» — планируется к сдаче в июле 2019 года. Новый тип атомных ледоколов ЛК-60Я — наследник уникальной линейки судов типа «Арктика». Шесть кораблей-предшественников уже вошли в историю России и стали гордостью отечественных конструкторов и судостроителей.

Технический проект новых атомоходов создан ОАО ЦКБ «Айсберг». На ледоколе предусмотрена энергетическая установка с основным источником пара от реакторной установки РИТМ-200 мощностью 175 МВт разработки ОАО «ОКБМ Африкантов». Водоизмещение — 33540 т, длина — 172,2 м (160 м по ватерлинии), ширина — 33 м (32 м по ватерлинии), высота — 15,2 м, осадка — 10,5/8,5 м. Скорость хода — 22 узла. Экипаж — 74 человека. Таким образом, ледоколы ЛК-60Я проекта 22220 заявили свое мировое первенство — по размерам, мощности и ледокольным возможностям.

Главное преимущество этих кораблей — двойная осадка судна — ноу-хау российских инженеров. Для ее осуществления необходим динамический жидкий балласт. При его минимуме корабль, словно поплавок, будет подниматься вверх и будет способен пройти там, где иностранные ледоколы прочно сядут на мель. И наоборот, чем балласт будет больше, тем тяжелее судно. Этот вариант необходим для прохождения через особенно толстые льды. В итоге три новых ледокола смогут заменить сразу четыре прежних судна, так что после ввода в эксплуатацию простаивать им не придется.

Концерн РУСЭЛПРОМ поставляет гребные электродвигатели и турбогенераторы для всех ледоколов проекта 22220

Гребные электродвигатели (далее — ГЭД) и синхронные турбогенераторы для всех трех ледоколов данного проекта производит и поставляет российский электротехнический концерн РУСЭЛПРОМ (по три двигателя (фото 3) и два генератора на каждое судно). Изначально в проект 22220 закладывались двигатели иностранного производства. Планировалось заказать их французской компании Converteam, но пока шла подготовка контракта, компанию купил американский концерн General Electric. Когда Объединенная судостроительная корпорация вплотную приступила к строительству головного ледокола, пришлось договариваться с новыми владельцами, но безуспешно.

«Балтийский завод в рамках конкурсных процедур объявил конкурс: кто в мире вообще способен сделать такую продукцию, — рассказывает глава Дирекции по судовой электромеханике ООО «ТД «Русэлпром» Максим Свиридов (на фото 4). — На этот конкурс вышло несколько компаний, включая Siemens, Крыловский государственный научный центр с нашей заявкой и бразильская фирма WEG, которая действовала через посредника. Крыловский центр выиграл тендер на поставку всей системы электродвижения, в состав которой входит и гребной двигатель. Так что объединение российских компаний победило в честной конкурентной борьбе».

Фото 4 — Максим Свиридов — глава Дирекции по судовой электромеханике ООО «ТД «Русэлпром»

Специально для реализации этого проекта концерн РУСЭЛПРОМ ввел новые производственные мощности, модернизировал станочный парк (фото 5, 6) и получил свидетельство о соответствии нормам Российского морского регистра судоходства (далее — РМРС). На Ленинградском электромашиностроительном заводе, который входит в состав концерна, установили уникальный вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит» (фото 7). Диаметр его котла 4,4 м, и он до сих пор остается самым большим в России и Восточной Европе. Новые возможности позволяют РУСЭЛПРОМу наращивать выпуск современной высокоэффективной продукции и конкурировать на мировом уровне.

При проектировании электрических машин для ледокола к оборудованию были

Фото 5 — Формовочный станок для изготовления катушек

Фото 6 — Аппарат лазерной резки

Фото 7 — Вакуумно-нагнетательный пропиточный комплекс «Монолит»

Фото 8 — Статоры гребного электродвигателя

предъявлены наивысшие требования по надежности, перегрузочным способностям и минимизации текущих эксплуатационных расходов на весь срок его работы. Поэтому к его разработке были подключены все конструкторские силы РУСЭЛПРОМа. Отметим, что высокая перегрузочная способность ГЭД позволяет обеспечить стабильное функционирование судна в условиях разной ледовой обстановки: при движении в сплоченных мелкобитых и набивных льдах, в условиях непрерывной работы ледокола в ровном сплошном льду, а также в сплоченных крупно-мелкобитых торосистых льдах, когда лопасти гребных винтов фрезеруют попавшие под них льдины.

Асинхронные электродвигатели для новых ледоколов «Арктика», «Сибирь» и «Урал» не имеют аналогов в мире

Вес каждого ГЭД составляет 300 т, а мощность — 20 МВт, что обеспечивает общую мощность на валах ледокола 60 МВт. Благодаря такой мощности атомоход сможет ломать льды толщиной до 2,9 м, что обеспечит беспрепятственное круглогодичное прохождение по Северному морскому пути. Данное оборудование является отечественным инновационным продуктом, который соответствует мировым аналогам по эксплуатационным и массогабаритным характеристикам. Эти разработки и в дальнейшем позволят комплектовать строящиеся корабли и суда отечественным электрооборудованием, не прибегая к услугам зарубежных поставщиков.

«Важно было сделать все надежно, ведь это уникальные двигатели, не имеющие аналогов в мире. Ранее электрические машины для атомных ледоколов были либо синхронные, либо постоянного тока. Кроме того, они имели существенно меньшую мощность. А данная машина, будучи самой крупной по мощности (фото 8), является при этом асинхронной, — комментирует Максим Свиридов. — Созданное нами оборудование для системы электродвижения строящихся ледоколов нового поколения стало очередным этапом развития серии продуктов, разработанных концерном РУСЭЛПРОМ для судостроительной отрасли. Мы разработали целую линейку этих машин на 10, 20 и 30 мегаватт. И при возникновении у нашей страны нового заказа на подобные мощности, мы их произведем быстро и качественно. Есть проработки и на атомный ледокол «Лидер» — новый уникальный проект. Там планируется электрическая машина мощностью в 30 мегаватт. Наши производственные мощности позволяют удовлетворить все идущие к нам сейчас запросы».

Судостроение является одним из наиболее перспективных направлений развития РУСЭЛПРОМа. Концерн производит генераторы, гребные электродвигатели, электродвигатели подруливающих устройств, винторулевых колонок (как механических, так и электрических) и водометных устройств. А также электродвигатели для вспомогательных систем: вентиляторов, насосов, лебедок, компрессоров и других судовых агрегатов. Вся продукция сертифицирована РМРС.

Уже сегодня продукция РУСЭЛПРОМа успешно заменяет дорогостоящие электродвигатели ведущих мировых брендов в самых разных агрегатах. Это объясняется существенной экономией как на этапе приобретения, так и в процессе обслуживания на протяжении всего жизненного цикла оборудования. Концерн предлагает комплексную поставку всей системы электродвижения, объединенной общей системой управления, которая по ряду параметров превосходит зарубежные аналоги. По итогам 2017 года компоненты системы электродвижения для судов, произведенные РУСЭЛПРОМом, стали лауреатом Национальной премии в области импортозамещения «Приоритет» и были особо отмечены экспертной комиссией.

Сейчас на производственных площадках концерна (фото 9) завершается изготовление электрооборудования для «Урала» — третьего ледокола типа ЛК-60Я проекта 22220. Получен уникальный опыт, усовершенствованы технологии производства, подготовлены специалисты.

РУСЭЛПРОМ готов содействовать транспортировке нефти и газа, добытых в российской Арктике

С таким бесценным потенциалом РУСЭЛПРОМ и далее готов обеспечить растущие потребности отечественного судостроения в интересах круглогодичной бесперебойной работы Северного морского пути и своевременной доставки мировым потребителям нефти и газа, добытых на земле и морском шельфе российской Арктики.

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

Фото 9 — Одна из производственных площадок концерна РУСЭЛПРОМ

ЦУТ СЕРВИС

ЦЕНТР УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ

СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ

ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ

ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

БОГАТЫЙ ОПЫТ РАБОТЫ

Более 200 успешных работ в России, США и Канаде

На рынке с 2009 года

www.cut-service.ru
+7 (495) 920 7426
+7 (495) 937 6140
г.Москва, Ботанический переулок д.5

УДК 622.276

Новый подход к разработке месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми коллекторами

Д.С. Климов
к.т.н., научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов
seydem@mail.ru

Э.С. Закиров
д.т.н., главный научный сотрудник лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов
ezakirov@ogri.ru

ИПНГ РАН, Москва, Россия

Цель настоящей статьи заключается в обосновании универсального и многофункционального способа разработки проблемных месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми пластами на основе поддержания пластового давления и выявленного авторами механизма образования попутных водорода и углеводородов.

Материалы и методы
Статья представляет собой краткое изложение результатов компьютерного моделирования с помощью коммерческого программного продукта tNavigator компании Rock Flow Dynamics способа разработки месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми пластами, основанного на анализе результатов предшествующих лабораторных экспериментов.

Ключевые слова
низкопроницаемые коллекторы, генерация водорода, углеводороды, ГРП, закачка карбонизированной воды, углекислый газ, динамические и стационарные эксперименты, режим истощения, режим поддержания давления, КИН

С каждым годом все больше возрастает доля трудноизвлекаемых запасов, быстрыми темпами вырабатывается активная часть запасов легкой нефти. При этом запасы, например, высоковязких нефтей на порядок больше обычных. Вследствие роста доли трудноизвлекаемых запасов возникает необходимость повышения эффективности их извлечения, совершенствования технологий их добычи. Тем более что коэффициент извлечения нефти (далее — КИН) традиционными методами на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами редко превышает 30%, а на месторождениях высоковязких нефтей он еще меньше.

Для месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми пластами наиболее реальным способом их разработки является режим истощения пластовой энергии. Однако известно, что режим истощения обычно характеризуется минимальными значениями коэффициентов нефте-, газо- и конденсатоотдачи. Нередко дополнительной добыче способствует реализация в добывающих скважинах многостадийных гидроразрывов пласта с различными их модификациями.

Известно, что наиболее значимым из свойств продуктивных пластов является коэффициент проницаемости. Именно от значений коэффициента проницаемости пласта зависят дебиты скважин по нефти, газу, конденсату и другие показатели разработки.

До недавнего времени пласты с проницаемостью 1 миллидарси (мд) и более не рассматривались в качестве рентабельных объектов разработки. Сегодня ситуация изменилась. Так, в США стали успешно разрабатывать месторождения нефти и газа со сланцевыми, низкопроницаемыми пластами. В таких пластах проницаемость около или заметно ниже 1 мд. Добыча сланцевой нефти и сланцевого газа начинает развиваться и в других регионах [1].

Понятие «месторождения с низкопроницаемыми коллекторами» весьма неопределенно. Обычно под месторождением понимается совокупность его залежей или пластов. С этой точки зрения лучше говорить о пластах или залежах с низкопроницаемыми коллекторами. Так как, видимо, не существуют месторождения, у которых все пласты, залежи представлены низкопроницаемыми коллекторами. За исключением случаев, когда месторождение представлено единственной залежью.

Расплывчатым является само понятие низкопроницаемых коллекторов. До недавнего времени к залежам или пластам с низкопроницаемыми коллекторами относили те, разработка которых признавалась нерентабельной. Поэтому запасы в них не оценивались и на баланс они не ставились.

Нерентабельность для разработки, например, пласта устанавливалась по следующим факторам. Во-первых, по данным опробования и исследования разведочных скважин. Критерием нерентабельности запасов вокруг некой разведочной скважины считалось, если ее максимальный дебит не превышал 1–5 т/сут. Аналогичные данные по другим разведочным скважинам позволяли относить запасы по залежам в целом к категории нерентабельных или забалансовых. Во-вторых, низкопроницаемые пласты с забалансовыми запасами устанавливались по данным геофизических исследований скважин. Здесь важными становились определяемые величины проницаемости исследуемого пласта и/или отсутствие или низкие значения притока нефти из пласта при поинтервальном опробовании продуктивности разреза.

Такой подход к оценке значимости пластов и залежей с низкопроницаемыми коллекторами был некорректным по следующим причинам:

- такие пласты и залежи в дальнейшем не подвергались каким-либо дополнительным исследованиям;
- в результате практически отсутствовали исследования, направленные на создание и обоснование технологических решений по извлечению забалансовых запасов нефти.

Наступившая эра 3D-компьютерного моделирования заставила изменить отношение к низкопроницаемым пластам, что явилось следствием обоснования, например, в ИПНГ РАН, концепции эффективного порового пространства, изложенная в ряде статей и обобщающей книге [2].

В результате, во-первых, была обоснована необходимость включения низкопроницаемых пластов со своими значениями пористости и проницаемости в 3D-геологические и 3D-гидродинамические модели залежи или месторождения в целом, а не обнуления их значения пористости и проницаемости. Во-вторых, такое отношение к низкопроницаемым пластам стало стимулировать исследования по извлечению забалансовых запасов нефти.

Таким образом, возникла следующая фундаментальная аксиома [2]. Наибольший КИН, наименьшие негативные последствия заводнения будут иметь место, если нефть из

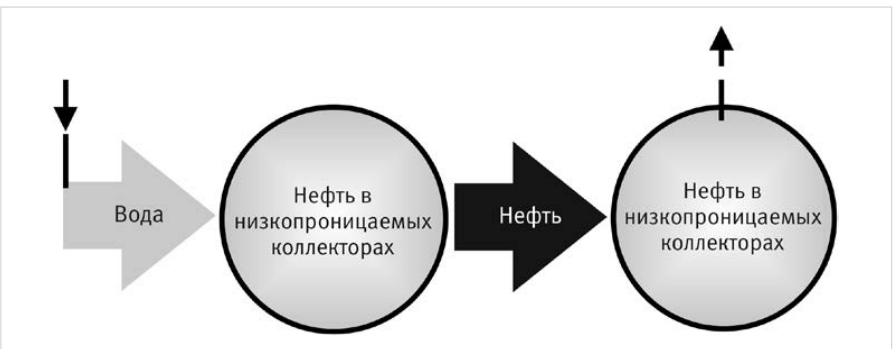


Рис. 1 — Новый принцип разработки месторождения нефти с трудноизвлекаемыми запасами [2]
Fig. 1 — New principle for an oil field development with hard-to-recover reserves [2]

низкопроницаемых коллекторов вытесняется рабочим агентом в высокопроницаемые коллекторы, а нефть из высокопроницаемых коллекторов вытесняется к добывающим скважинам нефтью, притекшей из низкопроницаемых разностей (рис. 1).

Данный принцип нашел свое применение, в частности, при обосновании технологии разработки залежей нефти с линзовидными коллекторами [3, 4]. Здесь под линзовидным коллектором понимается некая песчаная линза с высокими коллекторскими свойствами, которая окружена со всех сторон низкопроницаемыми песчаниками. На балансе же стоят только запасы нефти в линзе.

В работах [3, 4] показывается, что разработка линзы в режиме истощения пластовой энергии или на основе ее заводнения будут характеризоваться традиционными, не очень большими значениями КИН, при значительной обводненности добываемой продукции. А вот если за контуром линзы в низкопроницаемых коллекторах пробурить несколько горизонтальных нагнетательных скважин и закачивать в них, например, воду, то КИН может составлять более 100%. Это возможно при условии, что накопленная добыча нефти делится лишь на утвержденные запасы нефти в линзе.

Ситуация с низкопроницаемыми коллекторами в последнее десятилетие кардинально изменилась в связи с вводом в разработку в США и других странах залежей нефти с ультранизкими значениями проницаемости [5]. Известно, что это стало возможным за счет бурения протяженных горизонтальных скважин и проведения в них многоразовых, многостадийных гидроразрывов пласта (далее — ГРП). Эта технология достаточно широко применяется при разработке как традиционных, так и нетрадиционных месторождений.

Рис. 2 — Проектная сетка горизонтальных скважин на месторождении Barnett Shale Play в США со сланцевыми коллекторами [5]
Fig. 2 — Designed pattern of horizontal wells at Barnett Shale Play in the US [5]

В качестве примера на рис. 2 приводится схема размещения проектных скважин на самом крупном в США месторождении сланцевой нефти Barnett Shale Play. Особенность разработки данного и других аналогичных месторождений состоит в следующем: большинство из них разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии. Известно, что в таких случаях дебиты скважин достаточно быстро убывают во времени. Поэтому для поддержания постоянного уровня добычи на месторождении осуществляют бурение все новых и новых скважин при реализации в добывающих скважинах многостадийных ГРП с различными их модификациями. Судя по публикациям, такая технология разработки оказывается рентабельной [5].

На некоторых скважинах для поддержания устойчивого дебита операцию ГРП приходится многократно повторять. Однако даже несмотря на применение технологии бурения горизонтальных скважин и гидроразрыва, продуктивность уже действующих скважин падает гораздо быстрее, чем на традиционных месторождениях. Так, если средний «срок жизни» газовых скважин на традиционных месторождениях США составляет 30–40 лет, то около 15% сланцевых, пробуренных в 2003 году, уже через 5 лет полностью исчерпали свои ресурсы [6].

Следует отметить, что в настоящее время отдельные эксперты сходятся во мнении, что добыча нефти и газа на основе технологии ГРП может совмещаться в самом недалеком будущем еще с одной набирающей популярность технологией — геологическим хранением диоксида углерода. Таким образом, сланцевые породы, помимо нового углеводородного источника, также могут представлять собой подземные хранилища-ловушки в рамках международных проектов и программ по долгосрочной консервации и утилизации углекислого газа. Главной целью и задачей подобных проектов по геологическому хранению CO_2 является сокращение его концентрации и стабилизация его содержания в атмосфере в рамках борьбы с глобальным потеплением климата на планете, а также загрязнением окружающей среды [7, 8].

Такие проекты могут снабжать друг друга недостающими данными и приносить взаимную выгоду. Перспективные проекты геологического хранения CO_2 и традиционную разработку на основе ГРП может объединять как правильный выбор расположения соответствующих объектов воздействия, так и совместные усилия по решению многих общих проблем (риски загрязнения грунтовых вод, управление водными ресурсами, сейсмические риски, одобрение или непризнание общественности) [9].

Экспериментальное исследование зарубежных авторов [10] способности органических, богатых сланцем образцов керна быть пригодными для хранения углекислого газа показало хорошие результаты. По мнению авторов исследования, несмотря на широкую известность низкопроницаемых осадочных пород с низкой пористостью, органический сланец имеет возможность надолго сохранять значительное количество газа, благодаря способности улавливать газ в адсорбированном состоянии посредством мелкорассеянного органического вещества (т.е. керогена). Таким образом, пригодность сланцев для хранения CO_2 привлекательна еще и потому, что пространственные и термодинамические эффекты схожи с углями, которые рассматриваются при операциях извлечения метана из угольных пластов.

Пока отсутствуют апробированные технологии разработки российских месторождений с указанными отложениями. На сегодня в качестве наиболее привлекательной рассматривается термогазохимическая технология разработки, находящаяся на стадии опытно-промышленных испытаний [11, 12].

Итак, к низкопроницаемым месторождениям мы относим такие месторождения, у которых запасы нефти признаны нерентабельными на основе граничных значений пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Разрабатываемые же месторождения со сланцевой нефтью характеризуются проницаемостью коллекторов много меньшей традиционного граничного значения проницаемости в 1 мд.

Тем не менее, такие месторождения разрабатываются, но в режиме истощения пластовой энергии, что предопределяет низкие значения ожидаемых КИН. Тогда, если нефть там все же притекает к добывающим скважинам, то, следовательно, речь может идти и о поддержании пластового давления.

Большинство нефтяных месторождений разрабатывают с поддержанием пластового давления на основе закачки в пласт, в основном, воды [13, 14, 15]. Реже закачивают в продуктивный пласт тот или иной газ, преимущественно одновременно с водой [16]. Существуют разные тепловые способы извлечения из пласта сильно вязких нефтей. Однако они не актуальны к рассматриваемому типу месторождений. Это связано с тем, что в таких пластах присутствуют глинистые включения, которые могут разбухать при контакте с закачиваемой водой.

Целесообразность и эффективность используемых при разработке традиционных нефтяных месторождений различных технологий, основанных на закачке диоксида углерода в различных модификациях, в настоящее время не вызывает сомнения. Тем более что антропогенных источников диоксида углерода предостаточное количество, а современные его выбросы в атмосферу огромны. Поэтому закачка в нефтяные пласты диоксида углерода в различных состояниях и формах (например, в виде карбонизированной воды) представлялась нам в рамках данной тематики статьи разумной, логичной и в тоже время требующей проведения специфических лабораторных исследований и составления математических моделей.

Вследствие низкой проницаемости коллекторов в качестве рабочего агента заслуживают внимание, прежде всего, газообразные агенты. Среди мировой практики патентных заявок и выданных патентов по добыче газа и нефти из нетрадиционных коллекторов вызывает интерес, в рамках наших исследований, наличие опыта применения ГРП с использованием диоксида углерода. Данный метод осуществляется путем формирования CO_2-флюида для гидроразрыва и введения сверхкритического CO_2 для обработки пласта через ствол скважины при давлении выше давления гидроразрыва пласта [17]. Обрабатываемая формация может иметь проницаемость менее 1 мд. Закачивая CO_2-флюид в пласт при давлении, превышающем давления разрыва пласта, целостность формации может эффективно нарушаться, что стимулирует приток в скважину метана и других углеводородных газов. ГРП снимает напряжение в массиве горных пород, высвобождает газы из плотной матрицы, создает трещины и каналы для газового потока из

пласта к стволу скважины. Кроме того, из-за преобладающей активности процессов вытеснения метана углекислым газом, технология такого ГРП и разработки становится более предпочтительной по сравнению с другими методами активного воздействия на пласт или с использованием других газов. То есть, использование CO_2 при ГРП перспективно с точки зрения повышения общей добычи газа за счет способности CO_2 вытеснять метан.

Поиску эффективного агента вытеснения были посвящены серии и наших специализированных лабораторных экспериментов, выявивших ранее неизвестные сопутствующие физико-химические механизмы и явления попутной генерации водорода, метана и его гомологов [18]. Полученные результаты лабораторных экспериментов были положены в основу предлагаемого способа разработки и легли в основу нескольких патентов.

Результаты экспериментальных исследования [19] с использованием как авторских лабораторных установок, так и сертифицированной лабораторной установки «Parr Multiple Reactor Heater System 5000 Series» (рис. 3), на которых моделировались условия динамического и стационарного контакта дробленого сланца из природных формаций Ай-Пимского месторождения с растворенным в воде углекислым газом, позволяют повысить интерес к закачке в пласт CO_2 в том или ином фазовом состоянии в связи с наблюдаемыми на поверхности контакта физико-химическими процессами.

Отсутствие у авторов необходимого набора требуемой геолого-физической и иной информации по реальному месторождению, а также программного продукта для учета в прогнозных расчетах выявленных экспериментально физико-химических процессов привело к решению рассматриваемой далее синтетической модельной задачи, подробно рассматриваемой в диссертации одного из авторов [20].

Следует заметить, что идея закачки CO_2 в нефтенасыщенные пласты упирается в граничные значения коэффициентов проницаемости. Поэтому не случайно, что большинство сланцевых месторождений разрабатывают в режиме истощения пластовой энергии. К сожалению, КИН в таких случаях обычно не превышает десяти процентов. Поэтому было выполнено компьютерное моделирование для нефтеносного пласта с граничным значением эффективной проницаемости в 1 мд.

При постановке задачи использовалась модель многомерной многофазной фильтрации, а в качестве коммерческого программного продукта — tNavigator компании Rock Flow Dynamics [21]. В данном симуляторе реализована расширенная модель нелетучей нефти, а сами результаты расчетов максимально близки к результатам промышленного стандарта моделирования многофазной фильтрации — симулятора Eclipse компании Schlumberger.

Модельный продуктивный пласт является низкопроницаемым (1 мд), нерентабельным по определению и относится к "неколлекторам" (некондиционным коллекторам). Другие исходные данные следующие: начальное пластовое давление — 23,3 МПа, давление насыщения — 0,5 МПа, вязкость нефти – 1 мПа·с, объемный фактор — 1,6 $м^3/м^3$, толщина пласта — 20 м. При снижении забойного давления в добывающих скважинах до 3 МПа далее его оставляют неизменным. Забойное давление в нагнетательной скважине постоянно и равно 30,3 МПа. Эксплуатацию добывающих скважин прекращают при снижении дебита по нефти до 1 $м^3$/сут (на целую скважину). Относительные фазовые проницаемости приняты в виде диагональных вследствие высокой растворимости диоксида углерода в нефти. За расчетную модель принята модель нелетучей нефти (black oil). При таких исходных данных были выполнены следующие сопоставительные альтернативные расчеты-сценарии.

Пятиточечный элемент разработки имеет размеры 500×500 м. Он разбурен горизонтальными скважинами с длинами стволов 200 м. Вокруг горизонтальных стволов сетка в один слой измельчена, и проницаемость этих слоев в 10 раз превосходит проницаемость самого пласта, что имитирует техногенную трещиноватость в результате многостадийного ГРП. Схема расчетных элементов приводится на рис. 4.

Эффект межфазного обмена CO_2 с растворением в пластовой воде и нефти не учитывался, не учитывалось изменение объемных свойств фаз в зависимости от количества растворенного CO_2. Смесимость же растворенного в воде CO_2 с нефтью приближенно учитывалась за счет диагональных относительных фазовых проницаемостей в системе нефть–вода.

Расчетная сетка имела размерность 43×43×10 элементарных сеточных ячеек. Сетка неравномерная в горизонтальной плоскости, с измельчением до 1 м × 1 м в районе каждой скважины. Затем размеры сеточных ячеек увеличивались в геометрической прогрессии с сохранением заданного суммарного расстояния между скважинами. По вертикали сетка равномерна.

Рассматриваются несколько моделируемых *вариантов* условий.

В *варианте* I все скважины в элементе разработки являются добывающими, то есть, разработка реализуется в режиме истощения пластовой энергии, скважины эксплуатируются при забойном давлении 3 МПа.

В *варианте* II одна из скважин (центральная в элементе разработки) становится нагнетательной. В нее осуществляется закачка карбонизированной воды с вязкостью 1 мПа·с при забойном давлении 30,3 МПа.

Результаты расчетов для рассматриваемых вариантов в графической форме приводятся на рис. 5 и 6.

На рис. 5 дается сопоставление зависимостей КИН от времени в вариантах с режимом истощения и с поддержанием пластового давления. Отсюда следует идея целесообразности поддержания пластового давления в рассматриваемом низкопроницаемом коллекторе. Правда здесь зависимость КИН от времени в варианте поддержания давления завышена, так как в расчетах была принята модель однородного по проницаемости пласта, а также приняты некоторые допущения. Однако есть несколько технологических способов и учета слоистой неоднородности пласта, и снижения ее негативности. Дополнительные резервы имеют место, если, например, длины горизонтальных скважин принять равными 1000 или 2000 м и т.д. Резервы также возрастают при учете результатов описанных лабораторных исследований.

Результаты на рис. 5 становятся более понятными при рассмотрении рис. 6, где сопоставляются зависимости дебитов по нефти для различных режимов в рамках одного элемента разработки. Здесь отметим один факт,

Рис. 3 — Многоячеистая лабораторная установка «Parr Multiple Reactor Heater System 5000 Series»
Fig. 3 — Multi-cell laboratory stetting "Parr Multiple Reactor Heater System 5000 Series"

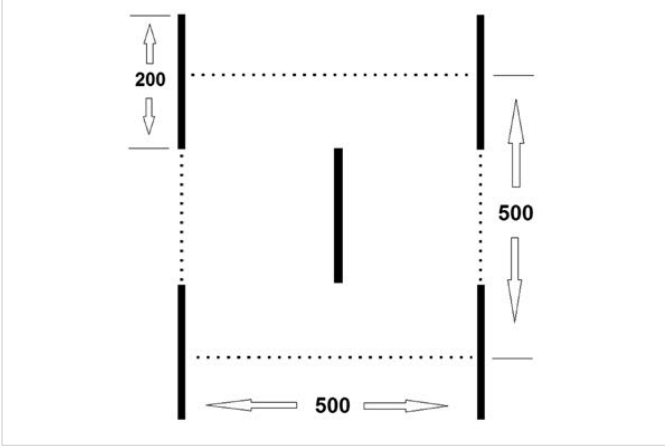


Рис. 4 — Схема расчетного 5-точечного элемента разработки
Fig. 4 — Schematic view of 5-spot element of development

состоящий в том, что в режиме истощения отбор по нефти из элемента разработки вначале оказывается несколько больше, чем в случае поддержания пластового давления за счет большего количества задействованных добывающих скважин в режиме истощения.

Итоги

Приведенные результаты расчетов соответствуют частному примеру и не являются абсолютными. Очевидно, что здесь допустимо исследование большого числа вариантов, однако это не входило в цели данной работы. Так же очевидно, что будут возникать и непредсказуемые эффекты, так как в реальных условиях слоистая или зональная неоднородность коллекторских свойств пласта часто оказывает негативное воздействие на показатели разработки нефтяных месторождений. Тем не менее, результаты моделирования на качественном уровне доказывают, что предлагаемый подход к разработке нефтяных месторождений с низкопроницаемыми пластами может приводить к повышенным значениям КИН.

Рассматриваемый подход к разработке является реалистичным не только применительно к нефтяным, но и к газоконденсатным, а в ряде случаев и газовым залежам с низкопроницаемыми коллекторами.

Выводы

Проведенные лабораторные исследования и численные эксперименты на секторной модели подтверждают высокую эффективность разработки нефтяных месторождений в низкопроницаемых коллекторах за счет поддержания давления закачкой углекислого газа в различных модификациях. Описываемый способ разработки и технологические решения имеют ряд важных особенностей и дополнительных положительных факторов. Во-первых, ППД позволяет на каждую скважину добыть кратно больший объем нефти. Во-вторых, имеет место полезная утилизация CO_2, а согласно результатом лабораторных экспериментов — и попутная дополнительная генерация водорода и предельных, непредельных и ароматических углеводородов.

В-третьих, отмечается практичность предполагаемого способа, схожего по техническим и технологическим решениям с давно реализуемыми на объектах нефтяной и газовой промышленности. А мировой опыт использования диоксида углерода при разработке месторождений нефти подтверждает многофункциональность, универсальность и распространенность его применения.

Список литературы

1. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies. Gulf Professional Publishing, 2010, 208 p.
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: 2004. 520 с.
3. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Контарев А.А. Возможность выработки запасов нефти и газа в линзовидных коллекторах // Газовая промышленность. 2014. № 3. С. 28–31.
4. Закиров С.Н., Контарев А.А. Выработка запасов нефти в линзовидных коллекторах // ДАН, 2007. Т. 413. № 1. С. 68–70
5. Khan R., Al-Nakhli A.R. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. SPE International Production and Operations Conference and Exibition. Doha, Qatar, 2012.
6. Гафаров Н.А., Глаголев А.И. Нетрадиционные газовые ресурсы. Западной Европы: оценки потенциала и геологоразведка / Газовая промышленность. 2012. № S676. С. 23–28.
7. Price P.N., Oldenburg C.M. The consequences of failure should be considered in siting geologic carbon sequestration projects. // International Journal of Greenhouse Gas Control, 2009, V. 3, issue 5, pp. 658–663.
8. Метц Б., Дэвидсон О., де Конинк Х., Лоос М, Мейер Л. Специальный доклад МГЭИК «Улавливание и хранение двуокиси углерода». Амстердам: 2005, 57 с.
9. Nicot J.-P., Duncan I.J. Common attributes of hydraulically fractured oil and gas production and CO2 geological sequestration. Greenhouse Gases Science and Technology, 2012, V. 2, issue 5, pp. 352–368.
10. Kang S.M., Fathi E., Ambrose R.J., Akkutlu I.Y., Sigal R.F. Carbon Dioxide Storage Capacity of Organic-Rich Shales // SPE Journal, 2011.
11. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 100–105.
12. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 50–53.
13. Muskat M. Physical Principles of Oil Production. New York: McGraw-Hill, 1949, 606 p.
14. Craig F.F.Jr.: The reservoir engineering aspects of waterflooding. New York: H.L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1971, 164 p.
15. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1948, 416 с.
16. Lake L. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, N.J: Prentice Hall, 1989, 550 p.
17. Khan R., Al-Nakhli A.R. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. SPE International Production and Operations Conference and Exibition. Doha, Qatar, 2012.
18. Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Klimov D.S., Serebryakov V.A., Physical and Chemical Processes During the Carbonated Water Flooding in the Oilfields. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, 2015.
19. Семенов А.П., Закиров Э.С., Климов Д.С. Взаимодействие сланцевых отложений с карбонизированной водой и диоксидом углерода // Технологии нефти и газа. 2014. № 3. С. 47–52.
20. Климов Д.С. Экспериментальные исследования физико-химических явлений при участии CO2 в фильтрационных и обменных процессах. Москва, 2015. 127 с.
21. Harrison S. tNavigator – breaking reservoir simulation speed limits in Europe! // The First SPE Norway Magazine, 2015, issue 5, pp. 22–27.

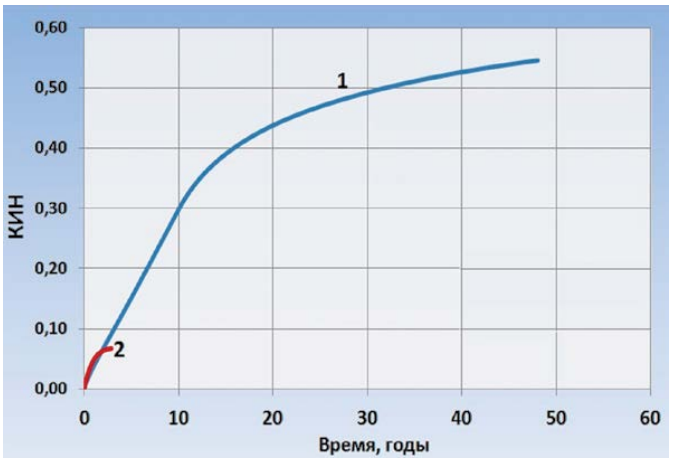


Рис. 5 — Зависимости КИН от времени:
1 — режим поддержания давления, 2 — режим истощения
Fig. 5 — Dynamics of oil recovery factor (ORF):
1 — pressure maintenance, 2 — depletion drive

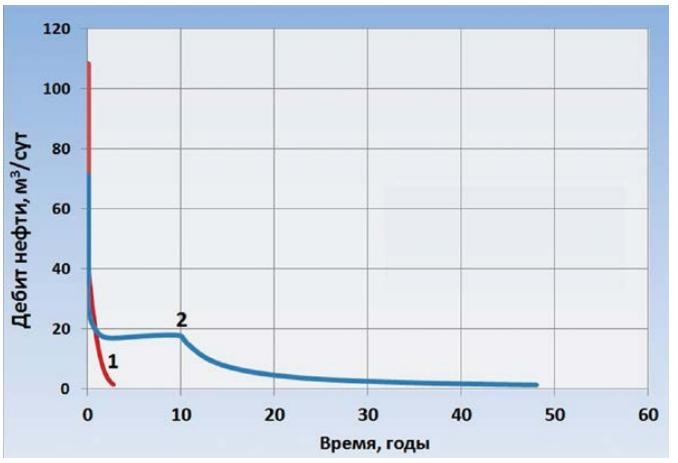


Рис. 6. Зависимости дебита элемента разработки по нефти:
1 — режим истощения, 2 — режим поддержания давления
Fig. 6 — Oil production rate versus time:
1 — depletion drive, 2 — pressure maintenance

New methods for the development of oil and gas fields with low-permeability reservoirs

UDC 622.276

Authors:
Dmitry S. Klimov — Ph.D., researcher of laboratory of gas oil condensate recovery; seydem@mail.ru
Ernest S. Zakirov — Sc.D., principal researcher of laboratory of gas oil condensate recovery; ezakirov@ogri.ru

OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract
The purpose of this article is to justify universal and multipurpose way of unconventional oil and gas fields development with low permeable rocks based on pressure maintaining and in-situ hydrogen and hydrocarbons synthesis revealed through the authors' lab experiments.

Materials and methods
The article presents brief summary of computer modeling results, obtained by means of commercial reservoir simulator tNavigator (Rock Flow Dynamics), and oil and gas fields development method in case of low permeable rocks, based on an previous laboratory experiments results analysis.

Results
Presented simulation results correspond to a particular case and should not be absolutized at all. Obviously, feasible studies should comprise a large number of cases, but this was not the purpose of this paper. It is also clear that unpredictable effects could come. As far as in real reservoir conditions, layered or zonal heterogeneity often has negative impact on oilfield development indices. Nevertheless, on a qualitative level the results of simulating proves that proposed approach to oil fields development with low permeable layers can lead to increased values of oil recovery.
The approach concerned to field development is realistic not only for oil, but also for gas condensate and, in some cases, gas deposits with low-permeability reservoirs.

Conclusions
Conducted laboratory studies and numerical experiments on sector model confirm enhanced efficiency of oil fields development in low-permeable reservoirs due to pressure maintenance by carbon dioxide injection in various modifications. The method described and technological solutions possess a number of important peculiarities and additional positive factors. Namely, firstly, pressure maintenance permit each producing well to get much oil. Incremental production may be several times higher thna the base case. Secondly, useful utilization of CO_2 takes place, and according to laboratory experiments results additional generation of hydrogen and hydrocarbons occur as by-product of CO_2 injection. Thirdly, practicality of the proposed method, similar to the technical and technological solutions that have long been implemented in oil and gas industry. And world-wide experience of carbon dioxide application in oil fields development confirms multi-purposedness, universality and abundance of its employment.

Keywords
low permeable reservoirs, hydrogen generation, hydrocarbons, hydraulic fracturing, carbonized water injection, carbon dioxide, dynamic and stationary experiments, depletion regime, pressure maintenance regime, oil recovery factor

References

1. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies. Gulf Professional Publishing, 2010, 208 p.
2. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S. *Novye principy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [New principles and technologies of oil and gas fields development]. Moscow: 2004, 520 p.
3. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Kontarev A.A. *Vozmozhnost' vyrabotki zapasov nefti i gaza v linzovidnyh kollektorah* [Possibility of producing oil and gas reserves in lenticular reservoirs]. Gas Industry, 2014, issue 3, pp. 28–31.
4. Zakirov S.N., Kontarev A.A. *Vyrabotka zapasov nefti v linzovidnyh kollektorah* [Development of oil reserves in lenticular reservoirs]. Doklady Earth Sciences, V. 413, issue 1, 2007, pp. 68–70.
5. Khan R., Al-Nakhli A.R. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. SPE International Production and Operations Conference and Exibition. Doha, Qatar, 2012.
6. Gafarov N.A., A.I. Glagolev. *Netradicionnye gazovye resursy. Zapadnoj Evropy: ocenki potenciala i geologorazvedka* [Unconventional gas resources. Western Europe: assessment of potential and geological exploration]. Gas Industry, 2012, issue S676, pp. 23–28.
7. Price P.N., Oldenburg C.M. The consequences of failure should be considered in siting geologic carbon sequestration projects. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2009, V. 3, issue 5, pp. 658–663.
8. Metz B., Davidson O., De Coninck H., Loos M., Meyer L. Spetsial'nyy doklad MGEIK «Ulavlivanie i khranenie dvuokisi ugleroda» [IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage]. Amsterdam: 2005, 57 p.
9. Nicot J.-P., Duncan I.J. Common attributes of hydraulically fractured oil and gas production and CO2 geological sequestration. Greenhouse Gases Science and Technology, 2012, V. 2, issue 5, pp. 352–368.
10. Kang S.M., Fathi E., Ambrose R.J., Akkutlu I.Y., Sigal R.F. Carbon Dioxide Storage Capacity of Organic-Rich Shales // SPE Journal, 2011.
11. Alekperov V.Ju., Grajfer V.I., Nikolaev N.M. i dr. *Novyj otechestvennyj sposob razrabotki mestorozhdenij bazhenovskoj svity (chast' 1)* [A new domestic method for developing deposits of the Bazhenov suite (part 1)]. Oil industry, 2013, issue 12, pp. 100–105.
12. Alekperov V.Ju., Grajfer V.I., Nikolaev N.M. i dr. *Novyj otechestvennyj sposob razrabotki mestorozhdenij bazhenovskoj svity (chast' 2)* [A new domestic method for developing deposits of the Bazhenov suite (part 1)]. Oil industry, 2014, issue 1, pp. 50–53.
13. Muskat M. Physical Principles of Oil Production. New York: McGraw-Hill, 1949, 606 p.
14. Craig F.F.Jr.: The reservoir engineering aspects of waterflooding. New York: H.L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1971, 164 p.
15. Krylov A.P., Glogovskij M.M., Mirchink M.F., Nikolaevskij N.M., Charnyj I.A. *Nauchnye osnovy razrabotki neftjanyh mestorozhdenij* [Scientific bases of development of oil deposits]. Moscow: *Gostoptehizdat*, 1948, 416 p.
16. Lake L. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, N.J: Prentice Hall, 1989, 550 p.
17. Khan R., Al-Nakhli A.R. An Overview of Emerging Technologies and Innovations for Tight Gas Reservoir Development. SPE International Production and Operations Conference and Exibition. Doha, Qatar, 2012.
18. Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Klimov D.S., Serebryakov V.A., Physical and Chemical Processes During the Carbonated Water Flooding in the Oilfields. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, 2015.
19. Semenov A.P., Zakirov E.S., Klimov D.S. *Vzaimodejstvie slancevyh otlozhenij s karbonizirovannoj vodoj i dioksidom ugleroda* [Interaction of shale deposits with carbonized water and carbon dioxide]. Oil and Gas Technologies, 2014, issue 3, pp. 47–52.
20. Klimov D.S. *Eksperimental'nye issledovaniya fiziko-khimicheskikh yavlenij pri uchastii CO_2 v fil'tratsionnykh i obmennykh protsessakh* [Experimental researches of physical and chemical phenomena with participation of CO2 in filtration and exchange processes]. Moscow, 2015, 127 p.
21. Harrison S. tNavigator – breaking reservoir simulation speed limits in Europe! // The First SPE Norway Magazine, 2015, issue 5, pp. 22–27.

ТЕХМЕТ

Материалы и оборудование для сварочных работ и строительства нефтегазопроводов

«Техмет-Урал» — ведущая компания России в области комплексных поставок продукции для монтажа нефтегазопроводов

г. Екатеринбург, г. Сургут, г. Новый Уренгой

+7 (343) 288-26-88

info@tehmet.su

www.tehmet.su

- Сварочные материалы
- Абразивные материалы
- Комплектующие для сварки
- Всё для газосварки
- Всё для монтажа и сварки нефтегазопроводов
- Сварочное оборудование

Цель компании: создавать уверенность у потребителей в бесперебойности производства.

ileko maximal resource

Группа компаний «ИЛЕКО»

Офисы и склады филиалов:

«Илеко», г. Аша
ул. Омская, 2 а, т.: (351) 242-02-75
E-mail: info@ileko.com
www.ileko.com

«Илеко», г. Новосибирск
630099, ул. Вокзальная Магистраль, 16
т.: (383) 383-25-47, 363-74-06

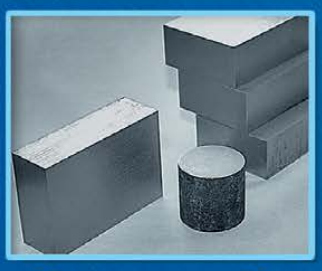
«Илеко», г. Челябинск
454091, Площадь Революции, 7, офис 303
т.: (351) 219-00-01

НЕРЖАВЕЮЩИЙ МЕТАЛЛОПРОКАТ

НЕРЖАВЕЮЩИЕ, ФЕРРИТНЫЕ, КОНСТРУКЦИОННЫЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ СТАЛИ И СПЛАВЫ: 12-08Х18Н10Т, AISI 321, 08-40Х13, AISI 304, 10Х17Н13М2Т, AISI 316 Ti, 20Х23Н18, AISI 310 S, 06ХН28МДТ, AISI 904 L, ХН78Т

ПОРЕЗКА МЕТАЛЛОПРОКАТА
на ленточнопильных станках, а также станках лазерной и гидроабразивной резки

ГИБКА, перфорация листа
ТОЧНАЯ МЕХАНООБРАБОТКА с ВП, ХОЛОДНАЯ ШТАМПОВКА



Доставка по России, в Беларусь, Казахстан, перевозки из Словении и Европы

ПНЕВМОКАРКАСНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Компания «ПневмоСтрой-СПб Групп» разрабатывает и изготавливает пневматические конструкции, среди которых воздухоопорные сооружения, металлокаркасные постройки, надувные ангары и многое другое. Пневмокаркасные сооружения являются одним из лучших решений для возведения складов, ангаров для ремонта и хранения техники, вспомогательных конструкций для выполнения строительно-монтажных работ, временных мест проживания для рабочих на промысловых площадках.

Преимуществом пневмокаркасных сооружений перед стационарными зданиями является отсутствие поддерживающих опор внутри пневмокаркасной конструкции. Так же к особым преимуществам относятся: высокая мобильность конструкции, простота монтажа и демонтажа, а также большая разница в стоимости, количестве и объеме разрешительной документации и согласований, что снижает временные и финансовые затраты в 2–7 раз. Пневмокаркасные конструкции и сооружения подлежат многократному монтажу/демонтажу, что актуально для таких видов сооружений. Затраты на содержание пневмокаркасного сооружения значительно ниже, чем подобного капитального здания. Комфортные температурные условия и защита от атмосферных явлений дают преимущества в отличие от работ, проводимых на открытом воздухе.

ПНЕВМОКАРКАСНОЕ СООРУЖЕНИЕ

— это сооружение, роль несущих и опорных балок в котором играют наполняемые воздухом баллоны, образуя, таким образом, элемент жесткости конструкции — пневмокаркас.

ПневмоСтрой·СПб

Ленинградская обл., г. Всеволожск, ул. Пушкинская, дом 63.
8-800-250-78-91 info@pnevmostroi-spb.ru www.pnevmostroi-spb.ru

ОАО «ХМДС» · ТРУБОПРОВОДНЫЕ покрытия и технологии · СНТ · СТРОЙТРАНСГАЗ · МОДУЛЬ транспортно-экспедиторская компания · 494 УНР Инвестиционно-строительная компания · Росинжиниринг

УДК 622.276

Выбор топлива для комплекса тепловой обработки нефтеносного пласта

С.Ю. Коротин
аспирант кафедры промышленной теплоэнергетики
arro116@mail.ru

А.И. Щелоков
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики
pt@samgtu.ru

ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Обозначены проблемы и особенности использования различных видов углеводородного топлива в установках тепловой обработки пластов высоковязкой нефти и природного битума. Разработаны предложения по топливоснабжению комплекса тепловой обработки пласта основным и резервным углеводородным топливом без переоборудования теплогенерирующих агрегатов, в частности смесительная регазификация СУГ на основе технологии Propane-air.

Материалы и методы
Обобщение опыта разработки на базе кафедры «Промышленная теплоэнергетика» ФГБОУ ВО «СамГТУ» систем резервного топливоснабжения на основе пропан-воздушных смесей — заменителей природного газа.

Ключевые слова
высоковязкая нефть, природный битум, тепловая обработка пласта, Propane-air, регазификация сжиженного углеводородного газа

Тепловые методы воздействия на продуктивный пласт при добыче высоковязких нефтей и природных битумов предполагают значительные затраты тепловой энергии на разогрев пласта. На их величину влияет множество факторов, таких как геологическое строение нефтяной залежи, темп закачки теплоносителя, коэффициент полезного действия теплогенерирующей установки и т.п. Наряду со стоимостью инфраструктуры месторождения, топливно-энергетические расходы являются важнейшими факторами целесообразности разработки месторождений высоковязких нефтей и природного битума.

Получить представление о порядке топливозатрат можно, проанализировав результаты опытно-промышленной эксплуатации российских месторождений высоковязкой нефти и природного битума. Так, на Ашальчинском и Мордово-Кармальском месторождениях (Республика Татарстан) удельные затраты теплоносителя на единицу выхода продукта при закачке в пласт пара составили 1,8–4,3 т/т, при закачке парогаза — 1,4–2,0 т/т. [1] Это соответствует расходу условного топлива 0,1–0,4 т.у.т. на 1 т добытого продукта.

В настоящее время наиболее эффективным из тепловых методов, с точки зрения отсутствия непроизводительных потерь теплоты, является выработка теплоты непосредственно в нефтеносном пласте. К теплогенератору, расположенному на забое нагнетательной скважины, с поверхности подаются исходные компоненты, участвующие в горении, а также впрыскивается тонко распыленная вода, которая, испаряясь в продуктах полного сгорания, разбавляет продукты сгорания топлива, образуя газопаровую смесь. Насыщенный водяной пар находится в перегретом состоянии, что обеспечивает при перемешивании более интенсивный прогрев смешивающихся сред. Газопаровая смесь распространяется в пласте и не только прогревает вязкую нефть, но и растворяет карбонаты пород за счет вступления в реакцию с ними диоксида углерода.

При таком способе выработки теплоносителя реально снизить затраты до величины 0,07–0,1 т.у.т. на 1 т нефти. Указанный уровень энергозатрат уже достаточно приемлем, если стоимость топлива невелика. Очевидно, что среди возможных видов топлива фигурируют природные углеводороды, имеющие достаточное распространение, а именно:

- попутный газ нефтяного месторождения;
- некоторая часть добываемой на месторождении нефти;
- природный газ;
- сжиженный углеводородный газ (пропан-бутановая смесь).

Особенность применения первого из названных видов топлив в том, что в попутном нефтяном газе месторождений высоковязкой нефти, как правило, содержится значительное количество сероводорода, при сжигании которого образуется оксид серы, вступающий в реакцию с парами воды с образованием серной кислоты. В результате скважинное оборудование подвергается сернокислотной коррозии. Кроме того, вследствие необходимости закачки компонентов под значительным давлением, имеется необходимость в обустройстве газокомпрессорной станции.

Сжигание сырой высоковязкой нефти на забое скважины — наиболее простой, с точки зрения топливоснабжения, вариант. Однако использование такого топлива в исходном виде чревато засорением призабойной зоны сажистыми частицами и ухудшением проницаемости коллектора. Данный фактор проявился еще на наземных парогазогенераторах, испытанных в 1981–1982 гг. и 1987–1995 гг. на Северном куполе Мордово-Кармальского месторождения, где в качестве топлива использовались дистилляты нефти. Кроме того, если идти на потерю части полезного ископаемого, то более оправданной, возможно, окажется технология внутрипластового горения.

Использование природного газа (далее — ПГ) и сжиженного углеводородного газа (далее — СУГ), хотя и дороже, нежели попутного газа, и, в зависимости от конъюнктуры рынка, может быть дороже использования сырой нефти, но лишено указанных технологических недостатков. Решение, какому из указанных двух видов топлива отдать предпочтение, зависит от ряда условий: текущие цены на то или иное топливо, протяженность и стоимость прокладки газопровода к месторождению, стоимость транспортировки СУГ в цистернах, распространенность в регионе данных источников топлива.

Кроме того, следует учитывать, что в практике газоснабжения крупных промышленных предприятий имеют место сезонные ограничения на поставки газа, связанные с пиками его потребления. В течение действия данных ограничений, оборудование переводится на резервное топливо.

Из всего этого следует, что скважинное теплогенерирующее оборудование должно иметь возможность работать от обоих видов топлива без изменения конструкции.

Физико-химические свойства ПГ и СУГ весьма различаются, из-за чего оборудование, предназначенное для работы на природном газе, не может быть напрямую переведено на использование пропан-бутана. Однако оптимальные свойства, практически аналогичные свойствам природного газа, пропан-бутан приобретает в смеси с воздухом. Для оценки взаимозаменяемости газовых топлив используется число Воббе. Эта величина, согласно ГОСТ 5542-87, представляет собой отношение теплоты сгорания к корню квадратному из относительной (по воздуху) плотности газа.

$$Wo = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{\sqrt{S}}, \qquad (1)$$

где $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания в рабочих условиях;

$S = \rho_г/\rho_в$ — отношение плотности газа к плотности воздуха.

Анализ практических данных по взаимозаменяемости показывает, что эксплуатация газоиспользующих агрегатов без существенных нарушений в работе происходит при изменениях числа Воббе в пределах 5–7% от номинального значения, характерного для природного газа [2].

Сжигание СУГ в установках, использующих ПГ, возможно при подаче его в газовые сопла горелки в составе заранее приготовленной смеси с воздухом, для которой число Воббе близко к таковому для природного газа.

Данная технология известна под названием Propane-air. Типовой состав подаваемой на сопла горелок смеси — около 57% СУГ и около 43% воздуха по объему, при использовании технического пропана. Если СУГ — смесь, состоящая из пропана на 50% и на 50% из бутана, отношение будет: 53% СУГ, 47% воздуха. Для приготовления пропано-воздушной смеси, широко применяемая технологическая схема: резервуар СУГ — насос — испаритель, дополняется смесительным устройством и источником сжатого воздуха. Наибольшее распространение получили смесительные установки с использованием труб Вентури.

Здесь необходимо отметить, что испарение СУГ, необходимое для его использования в газогорелочном устройстве, имеет разную интенсивность при различных температурах и резко падает с их понижением. А испарение бутановой фракции при температурах воздуха ниже -0,5°С становится вообще невозможным. Поэтому в климатических условиях России для промышленных установок обязательным условием является подвод теплоты для испарения. Для этого предусматривается специальное устройство — испаритель. Теплота, затрачиваемая на регазификацию сжиженного углеводородного газа:

$$Q_{рег} = m_г\,(c_{сг}\cdot(t_и - t_р) + L_г),$$

где: $m_г$ — масса газа, кг; $c_{сг}$ — массовая теплоемкость сжиженного газа, кДж/кг·°С; $t_и$ и $t_р$ — температуры, соответственно, кипения жидкой фазы и расчетная температура наружного воздуха в наиболее холодный период; $L_г$ – удельная теплота испарения, для пропана составляет 484,5 кДж/кг; для бутана равна 395,0 кДж/кг.

Для примера: при расчетной температуре наружного воздуха $t_р$ = -35°С, для регазификации пропан-бутановой смеси с соотношением компонентов 1:1, необходим подвод теплоты в количестве $q_{рег} = Q_{рег}/m_г = 519$ кДж/кг.

Многообещающим видится использование для регазификации СУГ теплоты послекомпрессорного воздуха. Теплота, вносимая 1 кг послекомпрессорного воздуха, температура которого достигает 170°С:

$$q_в = c_в\,(t_{пкв} - t_и) = 172\ кДж/кг.$$

Стало быть, для регазификации 1 кг пропан-бутановой смеси требуется 3 кг воздуха. Располагаемое количество данного теплового ресурса определяется расчетным количеством воздуха, необходимого для горения, которое для пропан-бутановой смеси при коэффициенте избытка воздуха α = 1,1 составляет 30 $м^3_в/м^3_г$, или 15,6 $кг_в/кг_г$. Были рассмотрены следующие способы полезного использования данного вида тепловых ресурсов:

- смесительная регазификация горячим воздухом после компрессора с температурой $t_{пкв}$. Данный вариант — самый простой и не предполагает наличия дополнительных единиц оборудования. Однако при указанном соотношении объемов, смешиваемых СУГ и воздуха, массовое соотношение составляет 1:0,46. Очевидно, что для испарения соответствующего количества СУГ теплоты, поступающей с данным количеством воздуха, недостаточно;
- подогрев сжиженного газа в газовоздушном или водовоздушном теплообменнике. Применение промежуточного теплоносителя с высокой теплоемкостью — воды при температуре 35–40°С, более предпочтительно, так как обеспечивается пассивная безопасность установки при пуске по сравнению с нагревом в газовоздушном теплообменнике с соответствующими температурами.

Таким образом, использование теплоты послекомпрессорного воздуха для регазификации сжиженного углеводородного газа является вполне выполнимой задачей.

Итоги

В ходе работы над проектом системы топливоснабжения комплекса тепловой обработки пласта была создана схема дублирующего источника топлива на основе смесительного испарения СУГ с образованием топливной смеси Propane-air — заменителя природного газа.

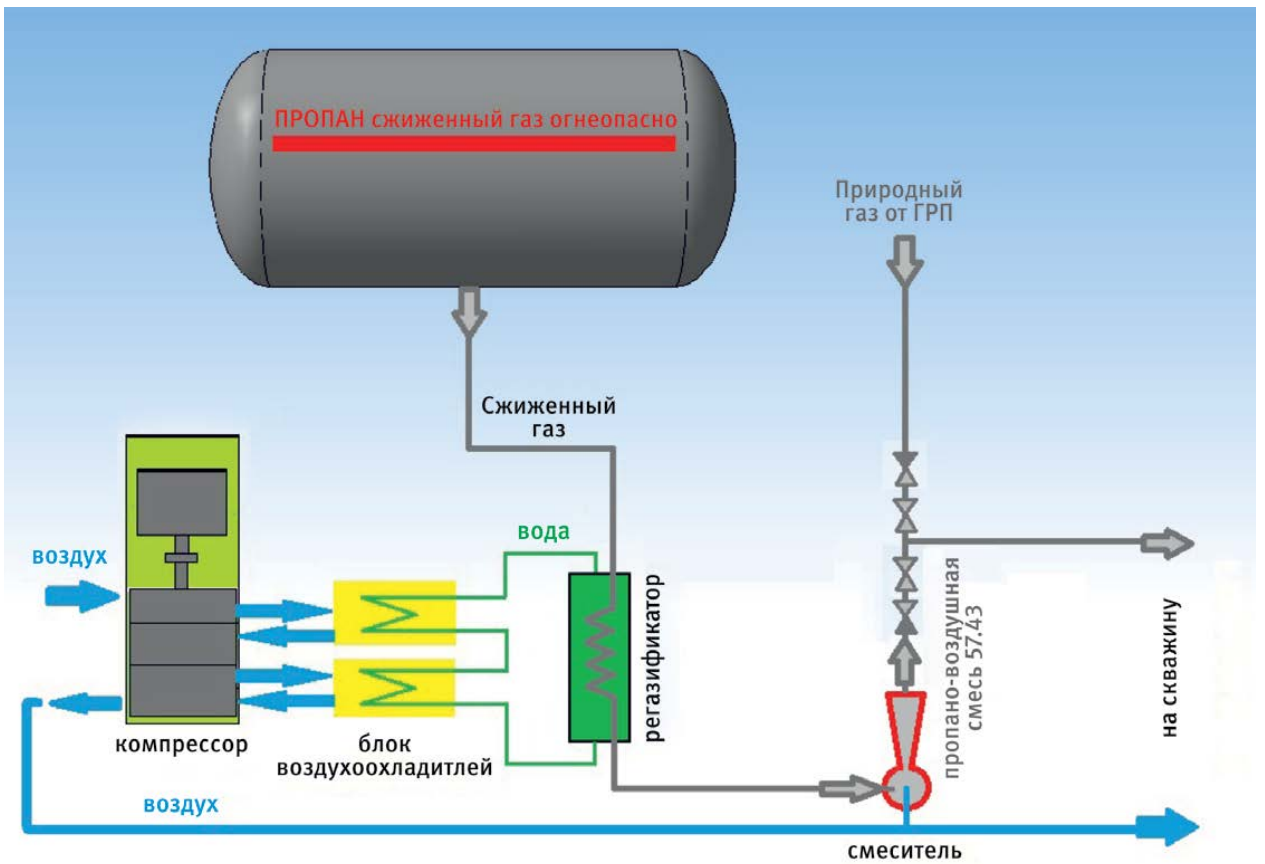


Рисунок — Схема резервного газоснабжения скважинных агрегатов с использованием пропано-воздушной топливной смеси
Figure — Reserve gas supply of downhole units using a propane-air fuel mixture scheme

Выводы
Проведенные расчеты показывают возможность регазификации СУГ в любых необходимых количествах без подогревательных устройств путем подмеса горячего послекомпрессорного воздуха с образованием топливной смеси Propane-air, физико-химические свойства которой позволяют заменять ею природный газ без вмешательства в конструкцию горелочных устройств.

Список литературы

1. Ю.А. Гуторов, И.Х. Гимаев. Современные технологии добычи природных битумов и высоковязких нефтей. Уфа: Недра, 2013. 92 с.
2. Харламова Н.А. Газоснабжение. М.: Московский государственный строительный университет, 2013. 126 с.

UDC 622.276

The fuel supply of the heat treatment complex of an oil layer

Authors:
Semyon Yu. Korotin — Ph.D. student of heat power department; arro116@mail.ru
Anatoly Y. Shchyolokov — Sc.D. in engineering, professor, head of heat power department; pt@samgtu.ru

Samara State Technical University (SSTU), Samara, Russian Federation

Abstract
The article identifies problems and characteristics of using various types of hydrocarbon fuels in installations of thermal processing of layers of heavy oil and natural bitumen. Developed fuel supply complex heat treatment of the layer of the primary and backup hydrocarbon fuel without the conversion of heat generating units, in particular the mixing regasification LPG based on the technology of Propane-air.

Materials and methods
Generalization of experience of development on the basis of the Department "Industrial power" of the SSTU backup fuel supply on the basis of a Propane-air mixtures of substitute natural gas.

Results
In the course of the project work system fuel supply complex heat treatment of the oil layers scheme was created backup fuel source based on the mixing evaporation of LPG with the formation of a fuel mixture Propane-air — a substitute for natural gas.

Conclusions
The calculations show the possibility of regasification of LPG in any desired quantities without heating devices by postcompression mixing hot air with the formation of a fuel mixture Propane-air, physico-chemical properties which allow it to replace natural gas without interfering with the design of burners.

Keywords
heavy oil,
natural bitumen,
thermal processing of layers,
Propane-air,
regasification of LPG

References

1. Yu.A. Gutorov, I.Kh. Gimaev. *Sovremennye tekhnologii dobychi prirodnykh bitumov i vysokovyazkikh neftey* [Modern technologies of extraction of natural bitumen and heavy oil]. Ufa: *Nedra*, 2013, 92 p.
2. Kharlamova N.A. *Gazosnabzhenie* [The gas supply]. Moscow: MGSU, 2013, 126 p.

GLOBEC
PRIVREDNO DRUŠTVO PPT PETOLETKA d.o.o.
ПРОФЕССИОНАЛИЗМ | НАДЕЖНОСТЬ | ТРАДИЦИИ!

Пневмоаппаратура для нефтегазовых МБУ

Компания ООО «ТК ГЛОБЭК» является официальным представителем завода PPT PETOLETKA (Республика Сербия), на территории России и стран СНГ. Имеет права эксклюзивной дистрибьюции ряда товаров производства PPT.

420108, г. Казань
ул. Мазита Гафури, д.50, офис 24
Тел: +7 (843) 246-30-33
Сот: +7 987-286-89-96, +7 981-783-50-01
office@globec-ppt.ru

www.globec-ppt.ru

ООО «САМАРАВОЛГОМАШ» WWW.SAMARAVOLGOMASH.RU

ПРОИЗВОДСТВО ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕМИУМ КЛАССА

ШАРОВЫЕ КРАНЫ DN50-DN700

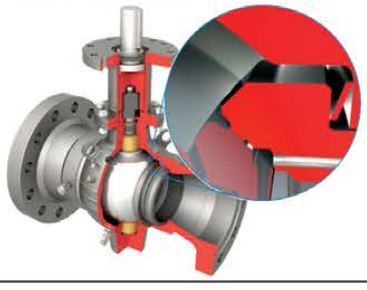
С ВРАЩАЮЩИМИСЯ СЕДЛАМИ

ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА И НАДЁЖНОСТИ

Руководство ПАО «Газпром» вручают заместителю генерального директора ООО «Самараволгомаш» по продажам и маркетингу С.Н. Драге (справа) премию за лучший проект импортозамещения

ШАРОВЫЕ КРАНЫ

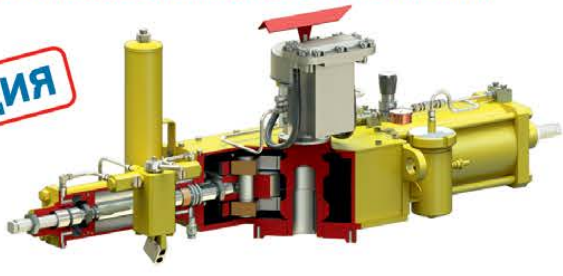
С ИСПОЛНЕНИЕМ «МЕТАЛЛ-МЕТАЛЛ»



100% ЛОКАЛИЗАЦИЯ

ПРИВОДЫ

ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ И ПНЕВМОГИДРАВЛИЧЕСКИЕ

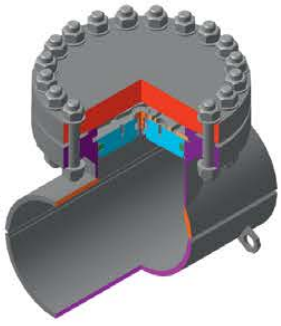


УСЛУГИ

- Восстановление работоспособности и герметичности запорной арматуры
- Нанесение антикоррозионного покрытия усиленного типа
- Нанесение гальванических покрытий
- Изготовление фланцев и поворотных заглушек

САМАРСКИЙ ЗАВОД
НЕФТЕМАШ

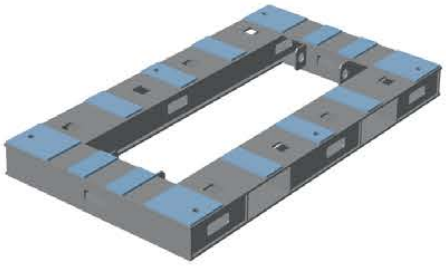
ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

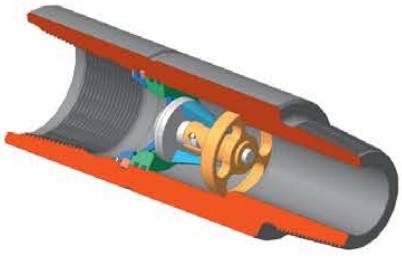


Тройники разрезные (фитинг-заглушки) *с возможностью агрегатирования механизмов по технологии STOPPLE® "T. D. Williamson Inc» номинальным диаметром* **DN** *свыше* **25** *до* **1400 мм** *включительно*

Краны шаровые *типов* **КШВН, КШЗ, КШ, КШН** *для бурения и ремонта нефтегазовых скважин*

Фундаментальные рамы под электродвигатели *СТД-8000 размеры 2130x4450x300 мм вес 5100 кг и СТД-2500 размеры 1940x3230x230 мм*





Клапаны *типов* **КОТ, КОБТ, КОБК, КОШЗ** *для бурения и ремонта нефтегазовых скважин*

Перечень изделий завода обширен и включает в себя все необходимое оборудование для строительства нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин, а также для добычи нефти и газа.

75 лет нашего опыта для Вашего успеха!

г. Самара, ул. Белорусская, 88

8 (846) 309-09-09 **www.sz-neftemash.ru**

РУСКОМПОЗИТ примет участие в 25-ой юбилейной Международной выставке «Нефть и газ Каспия – 2018»

Компания «Делан», входящая в холдинг РУСКОМПОЗИТ, выступит экспонентом крупнейшей нефтегазовой выставки Азербайджана, которая пройдет с 29 мая по 1 июня 2018 года, в Экспоцентре г. Баку. Выставка является самым масштабным международным бизнес-событием региона и ежегодно привлекает внимание большого числа профессионалов нефтегазового рынка.

АО «Делан», как и все предприятия РУСКОМПОЗИТ, имеет успешный многолетний опыт работы на российском рынке, а экспортное направление начало развивать сравнительно недавно. В компании производится и постоянно развивается широкий ассортимент инновационных продуктов и решений на основе геосинтетики и композитов для нефтяных и газовых компаний, востребованных как в России, так и за рубежом. Это:

- современные геосинтетические материалы для строительства подъездных путей и временных дорог к нефтяным и газовым объектам;
- антикоррозионные материалы для защиты и переизоляции трубопроводов;
- оборудование электрохимзащиты;
- мобильные дорожные покрытия для обустройства строительных площадок и временных дорог в условиях бездорожья, на слабых основаниях и болотах;
- локальные очистные сооружения, водопропускные трубы из композитных материалов, стеклопластиковые емкости и резервуары различного назначения.

Все решения имеют необходимую разрешительную документацию и сертификаты качества. В 2017 году АО «Делан» награждено знаком «Российская нанотехнологическая продукция». «РОСНАНО» отметила электроизолирующий ложемент «Изол», производства АО «Делан». Ложементы предназначены для защиты трубопроводов, емкостей, резервуаров от вредного влияния блуждающих токов, снижения потерь токов катодной защиты, предотвращения проявлений гальванической и щелевой коррозии, а также защиты антикоррозионных защитных покрытий от механических повреждений. Изделия монтируются на опорах трубопроводов различных типов во всех климатических зонах при температуре окружающей среды от -60°С до +60°С. Теплостойкость изделий — до 110°С.

РУСКОМПОЗИТ постоянно совершенствует свою продукцию, реагирует на потребности заказчиков и современные запросы рынка. Компания планирует, что выход на новые зарубежные рынки, в том числе на рынок Азербайджана, станет новым этапом развития холдинга.

ГК РУСКОМПОЗИТ ДЕЛАН

117638, г. Москва,
ул. Одесская,
2 Бизнес-Центр «Лотос», башня С
+7 (495) 641-91-01
www.delan.su
info@delan.su

ДУГА-МТ

Комплекс дуговой защиты

Дуговые замыкания в электроустановках относятся к наиболее серьезным повреждениям в электрических сетях. Разрушительное воздействие дуги несет в себе опасность для жизни и здоровья обслуживающего персонала, влечет за собой дорогостоящий ремонт или полную замену оборудования КРУ, длительные перерывы в электроснабжении.

Комплекс дуговой защиты ДУГА-МТ обеспечивает надежную быстродействующую селективную защиту от дуговых замыканий.

Типовая структура комплекса ДУГА-МТ:

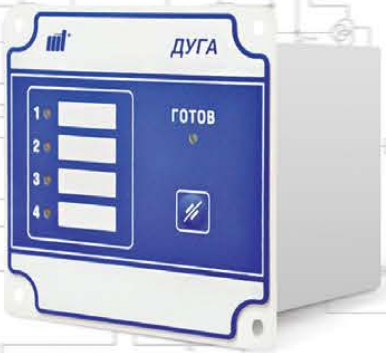
ДУГА-БЦ

Центральный блок
Один на секцию

Центральный блок ДУГА-БЦ обеспечивает сбор информации со всех регистраторов секции и формирует команды селективного отключения поврежденных присоединений.

ДУГА-О

Регистратор дуговых замыканий
Один на ячейку



Регистратор замыканий ДУГА-О устанавливается в релейный отсек каждой ячейки и собирает сигналы с ВОД-Л.

ВОД-Л

Волоконно-оптический датчик дуговых замыканий
До 4 на ячейку

Волоконно-оптические датчики ВОД-Л размещаются внутри защищаемой ячейки.

На правах рекламы

ООО «НТЦ «Механотроника» более 27 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих и создает новые устройства и решения, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА®
Интеллектуальные устройства релейной защиты

198206, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, д. 23, лит. А
Единый телефон тех. поддержки: **8 (800) 250-63-60**
www.mtrele.ru

614034, Россия,
г. Пермь, ул. Фадеева, 3а
+7 (342) 273 42 04
elastoplast@perm.ru

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

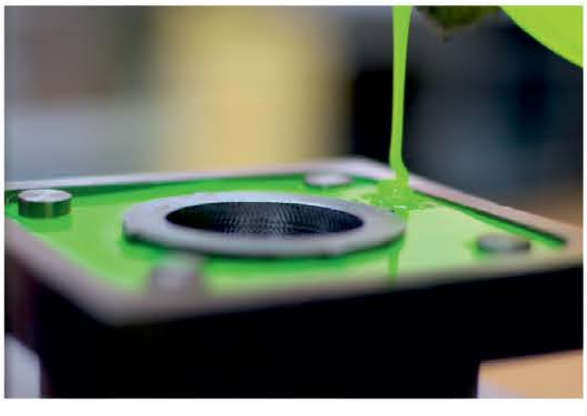
Изделия из полиуретана для всех отраслей промышленности
Полиуретановые системы компонентов

О производстве

Производство «Эластопласт» основано в 2002 году. Учредители предприятия — выходцы из ИТХ РАН (Институт технической химии Российской академии наук). На данный момент предприятие имеет собственные производственные помещения, где налажена технологическая линия от синтеза системы компонентов до готовых изделий из полиуретана различного назначения для многих отраслей промышленности: нефтегазодобывающей, химической, металлургической, электротехнической, горнодобывающей, строительной, пищевой, сельскохозяйственной и автомобильной.

Уникальная линейка составов

Технологи компании «Эластопласт» находятся в постоянном поиске сочетаний диизоционатов и полиолов. В зависимости от условий конечного использования продукции, диапазон твердостей может варьироваться от 50 ед. по Шору А до 75 ед. по Шору Д, при этом материал сохраняет высокие рабочие характеристики. В целях удовлетворения разнообразных запросов клиентов, ООО «Эластопласт» располагает собственной лабораторией, где разрабатываются и проходят испытания новые составы.



Консультация и сопровождение

Более десяти лет мы решаем технические задачи, поставленные нашими клиентами, подбирая оптимальный состав для изделий, необходимых под конкретные условия эксплуатации. Мы можем подробно описать поведение изделия в тех или иных условиях. Таким образом, мы предлагаем техническую поддержку и сопровождение под специфические особенности каждого проекта.

Знания сфер применения

Полиуретановые эластомеры характеризуются высокими значениями прочности и сопротивления раздиру, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных маслах и растворителях, а также озоно- и радиационно-стойкостью.
Сочетание высокой эластичности с широким диапазоном твердости определяет превосходные эксплуатационные свойства изделий на их основе.

Инженерный подход к каждому проекту

Инженеры «Эластопласта» проводят широкий спектр работ, направленных на разработку чертежей литьевых форм и изделий, а также дают консультации по техническим вопросам применения литьевых полиуретанов на производственных предприятиях, что позволяет получить эффективное и практичное промышленное решение.
Твердое стремление способствовать успеху заказчика и достичь долгосрочного сотрудничества - одна из основных ценностей нашей компании.

О продукции

Основной девиз нашей компании: «Закажите любое изделие из полиуретана по Вашему эскизу или чертежу». Из опыта работы видно, что области применения полиуретановых эластомеров безграничны: от колес для роликовых коньков до сложных габаритных изделий промышленного назначения. Поэтому каждый месяц в нашем списке номенклатуры прибавляются новые позиции. Вот далеко не полный перечень того, что производит «Эластопласт»:

- манжеты, прокладки, уплотнения;
- колеса и ролики для напольного транспорта;
- покрытие полиуретаном валов, стержней, колес, подшипников;
- стержни, блоки;
- уплотнения клапанов, манжеты для поршней насосов;
- ролики, валы, втулки, полуролики;
- различные футеровки;
- сайлентблоки, амортизаторы, виброгасители;
- пуансоны, матрицы, буферы, прижимы;
- релевочные и штанцевые бандажи;
- обувной полиуретан, блоки и в нарезку;
- мембраны, диафрагмы к насосам;
- листы, ленты;
- шары и диски любого диаметра для очистки нефте- и газопроводов;
- направляющие цепей, скользуны;
- скребки ленточных транспортеров, трубных конвейеров, катков.

«Эластопласт» – компания, движимая увлеченным желанием практического применения уретановых эластомеров. Активная и слаженная работа коллектива целенаправленно ведет компанию по пути развития и совершенствования.

Технический директор:
Федосеев Николай Алексеевич

УДК 681.2

Бесконтактная система измерения толщины парафинистых отложений нефти в погружном оборудовании и нефтепроводах

А.В. Коптева
к.т.н., доцент кафедры электроэнергетики и электромеханики
alexandrakopteva@gmail.com

В.Ю. Коптев
к.т.н., доцент кафедры горных транспортных машин
kvuy@mail.ru

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

В статье описана проблема несовершенства существующих методик обнаружения и измерения толщины отложений парафинов, смол и солей на внутренней поверхности трубопровода и погружного оборудования, которые коллоидно растворены в транспортируемом потоке нефти. Для борьбы с отложениями предложен метод, основанный на радиоизотопном излучении, обладающий высокой эффективностью, достоверностью, долговечностью, простотой обслуживания и легкой взаимозаменяемостью основных узлов системы и позволяющий своевременно обнаруживать и измерять толщину отложений бесконтактным способом в режиме реального времени с целью принятия дальнейшего решения о выборе наиболее эффективной методики для их устранения.

Материалы и методы
На основе фотоэлектронного поглощения радиоизотопного излучения средой разработана методика измерения толщины парафиновых отложений непосредственно в процессе транспортирования нефти.

Ключевые слова
радиоизотопное излучение, парафин, нефть, трубопровод, интенсивность излучения, высоковязкая нефть

На сегодняшний день в России наблюдается тенденция к увеличению объемов нефтедобычи. Это связано с реализацией поставленной в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030)» задачи «максимально эффективного использования природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны» на основе изобретения и совершенствования методик по добыче высоковязкой нефти, природных и твердых битумов, сланцевой нефти, разработке остаточных запасов истощенных и обводненных месторождений.

Поставленные задачи требуют существенных финансово-инвестиционных ресурсов и внедрения передовых решений в производственно-технологический процесс, обеспечивающих высокие темпы добычи и надежность оборудования [1]. Существенные трудности в процессе добычи и транспортировки тяжелой нефти вызваны высокой вязкостью гетерогенного нефтяного потока и осаждением парафиновых отложений на стенки труб и оборудования, что приводит к снижению производительности системы и надежности оборудования, аварийным ситуациям, повышению энергозатрат за счет уменьшения проходного диаметра и повышения гидравлического сопротивления труб, загрязнениям окружающей среды, экономическим потерям предприятий. Анализ риска аварий на объектах добычи и транспортировки тяжелой нефти показал, что на сегодняшний день около 20% от общего числа аварий вызваны парафиновыми отложениями внутри трубопроводов или скважинного оборудования. По данным НП «Центр Экологии ТЭК», за счет аварий в процессе транспортировки предприятия теряют примерно 3,5–4,5% транспортируемой нефти в год, что составляет при добыче около 550 млн т. в год, примерно 19–25 млн т. нефти в год. Экономически это означает, что при авариях государство и предприятия теряют около 10–13 млрд долларов, и эти потери не включают в себя штрафы за загрязнение природной среды, затраты на ликвидацию поврежденного оборудования и упущенную выгоду предприятия.

С развитием технической вооруженности нефтедобывающих предприятий к процессам транспортирования и контроля предъявляются все более жесткие требования, в рамках которых возникает необходимость изобретения принципиально новых автоматических систем управления и контроля над процессами, а также интеллектуализации средств измерения. В настоящее время борьба с отложениями ведется по двум направлениям: профилактика и удаление уже сформировавшихся отложений, которые включают в себя физические (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей), химические (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы, растворители и удалители), механические (скребки, скребки-центраторы) и тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты). Однако практически все исследования российских и зарубежных ученых посвящены методам борьбы с уже осажденным слоем. Например, в статье [2] описывается эффективная методика для определения структуры и плотности отложений.

Выбор оптимальных способов борьбы с отложениями и их эффективность зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции, что часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий. Причем эффективность резко снижается ввиду отсутствия готовых решений по обнаружению местонахождения и измерения количества отложений, интервалов возможного

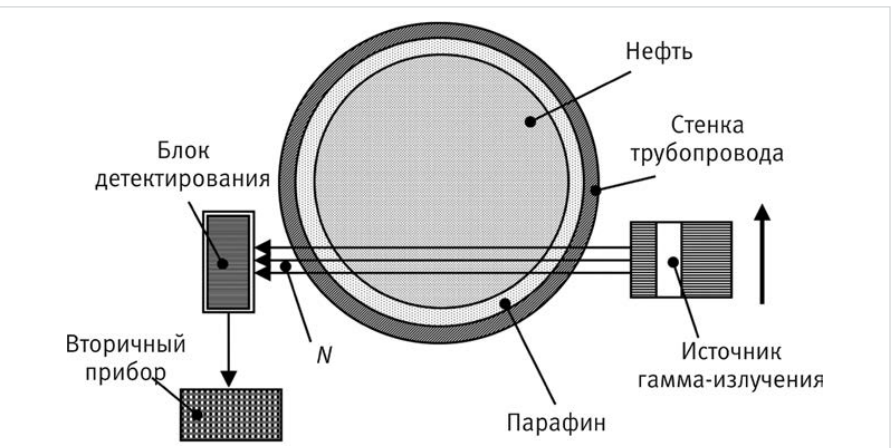


Рис. 1 — Схема измерения толщины парафиновых отложений
Fig. 1 — System`s for measuring the thickness of paraffin deposits scheme

парафинообразования и интенсивности отложений на стенках трубопровода. Исследования показали, что существующие системы мониторинга парафиновых отложений внутри трубопровода при транспортировке нефти не обеспечивают требуемой точности и эффективности, нарушают целостность потока или отличаются высокой сложностью обработки результатов. Так, например, из бесконтактных методов наиболее распространенными являются ультразвуковые, однако их низкая эффективность определяется возникновением дополнительных погрешностей измерений при наличии различных включений в потоке нефти. Наиболее конкурентоспособной является методика, описанная в статье [3], но по сравнению с методикой, предлагаемой в данной статье, она является более дорогостоящей и менее точной.

В качестве решения поставленной задачи предлагается совершенствование методики перспективного и широко распространенного в зарубежной промышленности неразрушающего метода контроля на основе радиоизотопного излучения, только применительно к асфальтосмолопарафиновым соединениям, что, в свою очередь, не имеет аналогов в мире. Так, в статье [4] упоминается о высокой эффективности методов измерения на основе гамма-излучения, однако подчеркивается невозможность измерения толщины парафиновых отложений данным методом ввиду высокой близости коэффициентов ослабления нефти и парафина. Нами эта задача решена, и разработана методика для измерения толщины парафинового слоя косвенным методом, где искомый параметр определяется по излому графика интенсивности излучения при перемещении измерительной системы вдоль оси трубопровода. В этом случае определяющим является характер изменения гамма-излучения при прохождении через различные среды, а не его частное численное значение, что снижает инструментальную погрешность, являющуюся основной во всех предлагаемых методах измерения. Предлагаемая система измерения с использованием эффекта фотоэлектронного поглощения гамма-квантов позволяет измерять концентрацию твердой фазы парафиновых соединений с высокой точностью, не нарушая целостности потока.

Разрабатываемый прибор, основанный на комптоновском рассеянии, состоит из двух составляющих: первичный преобразователь в виде блока гамма-излучения на основе радионуклида Cs-137 в области энергий 0,2–1,0 МэВ, взаимодействующий с исследуемой средой и выявляющий информативный параметр, и вторичный прибор на основе сцинтилляционного кристалла NaI(Tl), фотоэлектронного умножителя, формирователя импульсов, в котором происходит обработка, градуировка, представление и передача полученной информации (рис. 1).

При прохождении гамма-излучения через вещество происходит его взаимодействие со средой, ведущее к ослаблению излучения. Интенсивность гамма-излучения определяется исходя из соотношения [4] по формуле 1:

$$I_{прям} = I_0 \cdot \exp[-(\mu_{ст}\rho_{ст}d_{ст} + \mu_н\rho_н d_н + \mu_п\rho_п d_п + \mu_г\rho_г d_г)], \quad (1)$$

где $\mu_{ст}$, $\mu_н$, $\mu_п$, $\mu_г$ — коэффициенты ослабления гамма-излучения материалом трубопровода, нефтью, парафиновыми отложениями и пузырьками свободного газа в потоке (являющихся основной причиной недостоверности результатов в настоящее время); $\rho_{ст}$, $\rho_н$, $\rho_п$, $\rho_г$ — плотности материала трубопровода, нефти, парафиновых отложений и пузырей свободного газа в потоке; $d_{ст}$, $d_н$, $d_п$, $d_г$ — толщины материала трубопровода, нефти, парафиновых отложений и пузырей свободного газа в потоке.

Методика измерения толщины отложения парафинов внутри трубы осуществляется аналогично методике измерения характеристик потока [5]. Отличие состоит в перемещении блоков излучения и детектирования, расположенных соосно на противоположных сторонах трубы, и в принципиально новой последовательности обработки выходного сигнала и интерпретации результатов. В нашем случае контролируемую среду можно разделить на 3 участка: стенка трубопровода, стенка трубопровода с осажденным на ней парафином и стенка трубопровода с парафином и транспортируемым нефтяным потоком (рис. 2). Тогда, интенсивность гамма-излучения для 1-го и 2-го участка:

$$I_1 = I_0 \cdot \exp(-\mu_{ст}\rho_{ст}\delta_{1ст}), \quad (2)$$

$$I_2 = I_0 \cdot \exp[(-\mu_{ст}\rho_{ст}\delta_{2ст} + \mu_п\rho_п\delta_{2п})], \quad (3)$$

$$I_3 = I_0 \cdot \exp[(-\mu_{ст}\rho_{ст}\delta_{3ст} + \mu_п\rho_п\delta_{3п} + \mu_н\rho_н\delta_{3н})], \quad (4)$$

$$\delta_{1ст} = 2R\sin(\arccos\frac{R-\Delta}{R}), \quad (5)$$

$$\delta_{2ст} = \delta_{1ст} - 2R\sin(\arccos\frac{R-\Delta}{r}), \quad (6)$$

$$\delta_{2п} = 2r\sin(\arccos\frac{r-\Delta}{r}), \ \delta_{3ст} = \delta_{2ст}, \quad (7, 8)$$

$$\delta_{3п} = \delta_{2п} - D\sin(\arccos 2\frac{R-\Delta}{D}), \quad (9)$$

где I_1, I_2, I_3 — интенсивности первичного излучения, регистрируемого детектором в данном объеме в присутствии абсорбирующего материала соответственно на 1-ом, 2-ом и 3-ем участках поперечного сечения трубопровода; $\rho_{ст}$, $\rho_п$, $\rho_н$ — плотности стали стенки трубопровода, парафина, и нефти; $\delta_{ст}$, $\delta_п$, $\delta_н$ — эквивалентный толщины стальной стенки трубопровода (формулы 5, 6, 8), парафина (формулы 7, 9) и нефтяной фазы соответственно; $\mu_{ст}$, $\mu_п$, $\mu_н$ — массовые коэффициенты ослабления первичного излучения стальной стенкой трубопровода, парафином и нефтяным потоком соответственно; Δ – расстояние от края трубопровода до точки сканирования в данный момент по направлению перемещения всей измерительной системы; R, r – наружный и внутренний радиусы трубопровода в данном сечении; D – диаметр трубопровода.

На рис. 2 представлен полученный график интенсивности прямого гамма-излучения в зависимости от его проникновения в измеряемую среду. По полученной зависимости, учитывая изломы, можно легко определить толщину парафиновых отложений косвенным методом.

Проведенные лабораторные исследования доказали высокую эффективность предлагаемого метода (точность измерения толщины отложений составляет до ±5 мм), а также относительную безопасность для обслуживающего персонала при соблюдении техники безопасности. При всех достигнутых на сегодняшний момент результатах предлагаемый метод имеет еще множество векторов развития, в перспективе — создание системы, способной автоматически регулировать режим транспортировки нефтяного потока при изменении его качественного состава [8], повышение температуры нагрева нефтепроводов при первых признаках образования парафиновых отложений или автоматическую остановку транспортирования нефти в случае ее аварийного разлива. Разработанная методика может быть использована как на стадии проектирования и прокладки трубопроводов, так и на действующих трубопроводах различного назначения. Предложенная простая и эффективная методика своевременного обнаружения и измерения количества отложений обеспечит существенное снижение энергозатрат на транспортировку высоковязкой нефти, увеличит производительность трубопроводов и, следовательно, обеспечит энергоэффективную транспортировку углеводородов, позволит уменьшить капиталовложения на замену труб, снизить риски аварийных ситуаций на трубопроводе и избежать связанных с ними многомиллионных затрат предприятий.

Итоги

Доказана необходимость своевременного обнаружения парафиновых отложений при транспортировании высоковязкой нефти, предложена методика эффективного измерения толщины отложений на основе радиоизотопного излучения, описаны основные результаты лабораторных исследований.

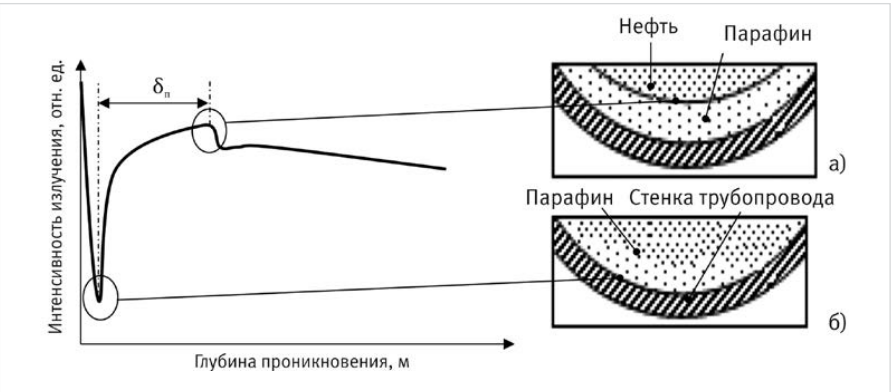


Рис. 2 — Зависимость интенсивности излучения от глубины проникновения:
а) излом кривой при переходе от парафина к нефти,
б) излом кривой при переходе от стальной стенки к парафину
Fig. 2 — Dependence of radiation intensity on penetration depth:
a) fracture curve in the transition from paraffin to oil,
б) fracture curve at the transition from the steel wall to paraffin

Выводы

Радиоизотопный метод обладает высокой эффективностью и способен измерять толщину парафиновых отложений без внедрения в транспортируемый поток нефти.

Предлагаемый метод обладает большой проникающей способностью, легкой полной или частичной взаимозаменяемостью основных узлов установки, простой методикой, что определяет его основные преимущества по сравнению с существующими методами.

С помощью разработанной измерительной системы можно обеспечить измерение толщины парафиновых отложений с абсолютной погрешностью ±5мм, что является достаточным условием для обеспечения надежной работы трубопроводной системы.

Список литературы

1. Лищук А.Н. Учет углеводородного сырья: новый взгляд на привычные вещи // Нефтяное хозяйство. 2013. №3. С. 8–9.
2. Chengyu B., Jinjun Zh. New Method to Determine the Strength of Wax Deposits in Field Pipelines // Advances in Petroleum Exploration and Development, 2015, V. 10, issue 2, pp. 31–36. DOI:10.3968/7816.
3. Sow Mei I.L., Ismail I., Shafquet A., Abdullah B. Real-time monitoring and measurement of wax deposition in pipelines via non-invasive electrical capacitance tomography // IOPscience: Measurement Science and Technology, 2016, V. 27, issue 2. DOI: 10.1088/0957-0233/27/2/025403.
4. Abdul-Majid S., AbulFaraj W. Asphalt and Paraffin Scale Deposit Measurement by Neutron Back Diffusion Using 252Cf and 241Am-Be Sources. 3rd MENDT — Middle East Nondestructive Testing Conference & Exhibition. Bahrain, Manama, 2005.
5. Коптева А.В., Проскуряков Р.М. Неразрушающие методы контроля качества и количества нефтяных потоков // Записки Горного института. 2016. Т. 220. С. 564–568. DOI: http://dx.doi.org/10.18454/pmi.2016.4.564.
6. Malarev V.I., Kopteva A.V. Using radioisotope method for measuring ice layer thickness in pulp lines // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2017, V. 87. DOI: 10.1088/1755-1315/87/3/032022.
7. Koptev V.Y., Kopteva A.V. Improving Paraffin Deposits Detection Methodology for Better Ecological Safety during Hydrocarbon transportation // International Journal of Applied Engineering Research, V. 12, issue 5, pp. 618—621.
8. Коптев В.Ю., Коптева А.В. Формирование модели структуры нефтяного потока на основе точного определения примесей для управления транспортными системами // Экспозиция Нефть Газ. 2016, №3. С. 96–97.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

UDC 681.2

Non-contact system for measuring the thickness of paraffin deposits in downhole equipment and oil pipelines

Authors:

Alexandra V. Kopteva — Ph.D., assistant professor of department of electrical electric power and electromechanics; alexandrakopteva@gmail.com

Vladimir Yu. Koptev — Ph.D., assistant professor of department of mining transportation machines; kvuy@mail.ru

Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

Abstract

The article describes the problem of low efficiency of existing techniques for locating and measuring the thickness of paraffin, gums and salts deposits on the inner surface of the pipeline and submersible equipment that have been colloidally dissolved in the transported oil stream. A method based on radioisotope radiation with high efficiency, reliability, durability, ease of maintenance and easy interchangeability of the main components of the system is proposed for the control of deposits. The method allows to detect and measure the thickness of deposits in a non-contact way in a real time mode in a timely manner in order to make a further decision on choosing the most effective technique for their elimination.

Materials and methods

Based on absorption of the radioisotope photoelectron emission medium developed a method of measuring the thickness of paraffin deposits during the transportation of oil.

Results

The necessity of timely detection of paraffin deposits during transportation of high-viscosity oil was proved, a technique for effective measurement of deposition thickness based on radioisotope radiation was proposed, and the main results of laboratory studies were described.

Conclusions

The radioisotope method has a high efficiency and is able to measure the thickness of paraffin deposits without introduction into the transported oil stream. The proposed method has a great penetrating power, easy complete or partial interchangeability of the main units of the installation, a simple technique that determines its main advantages in comparison with existing methods.

With the help of the developed measuring system, it is possible to measure the thickness of paraffin deposits with an absolute error of ± 5 mm, which is a sufficient condition for ensuring reliable operation of the pipeline system.

Keywords

radioisotope radiation, paraffin, oil, pipeline, radiation intensity, high viscosity oil

References

1. Lishchuk A.N. *Uchet uglevodorodnogo syr'ya: novyy vzglyad na privychnye veshchi* [Consideration of hydrocarbons: a new look at familiar things], *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, issue 3, pp. 8–9.
2. Chengyu B., Jinjun Zh. New Method to Determine the Strength of Wax Deposits in Field Pipelines // Advances in Petroleum Exploration and Development, 2015, V. 10, issue 2, pp. 31–36. DOI:10.3968/7816.
3. Sow Mei I.L., Ismail I., Shafquet A., Abdullah B. Real-time monitoring and measurement of wax deposition in pipelines via non-invasive electrical capacitance tomography // IOPscience: Measurement Science and Technology, 2016, V. 27, issue 2. DOI: 10.1088/0957-0233/27/2/025403.
4. Abdul-Majid S., AbulFaraj W. Asphalt and Paraffin Scale Deposit Measurement by Neutron Back Diffusion Using 252Cf and 241Am-Be Sources. 3rd MENDT — Middle East Nondestructive Testing Conference & Exhibition. Bahrain, Manama, 2005.
5. Kopteva A.V., Proskuryakov R.M. *Nerazrushayshie metody kontrolya kachestva I kolichestva neftyanyh potokov* [Non-destructive methods of quality control and quantity of oil flows], Journal of Mining Institute, 2016, V. 220, pp. 564–568. DOI: http://dx.doi.org/10.18454/pmi.2016.4.564.
6. Malarev V.I., Kopteva A.V. Using radioisotope method for measuring ice layer thickness in pulp lines // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2017, V. 87. DOI: 10.1088/1755-1315/87/3/032022.
7. Koptev V.Y., Kopteva A.V. Improving Paraffin Deposits Detection Methodology for Better Ecological Safety during Hydrocarbon transportation // International Journal of Applied Engineering Research, V. 12, issue 5, pp. 618—621.
8. Koptev V.Yu., Kopteva A.V. *Formirovaniye modeli structury neftyanogo potoka na osnove tochnogo opredeleniya primesey dlya upravleniya transportnymi systemami* [Formation of the oil flow structure model based on the precise determination of impurities for the management of transport systems]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 3, pp. 96–97.

Литас РАЗРАБОТКА • ПРОИЗВОДСТВО • МЕТРОЛОГИЯ • ПОСТАВКА • СЕРВИС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

ЕВРОПЕЙСКОЕ КАЧЕСТВО - РОССИЙСКАЯ ЦЕНА

Гарантия 2 года!

Переносной рентгеновский аппарат "РАДОН-250"

Технические характеристики:

Диапазон устанавливаемого напряжения на трубке	50-250 кВ
Анодный ток	1-6 мА
Максимальная мощность на аноде трубки	1000 Вт
Максимальная толщина просвечиваемой стали	95 мм
Рабочий диапазон температур	- 40 +75 °С
Потребляемая мощность	1500 Вт
Габаритные размеры моноблока	Ø260 x 1042 мм

1 250 000 ₽

Рентгеновский кроулер "АРГО-2"

Технические характеристики:

Автономная дистанция	6 км
Максимальный преодолеваемый уклон	не менее 30 %
Мотор	2 x 250 Вт (2 x 0.34 л.с.)
Скорость передвижения	0-20 м/мин
Точность позиционирования	±5 мм
Рабочий диапазон температур	- 40 °С до + 75 °С
Масса основного шасси с LiFePO4 аккумуляторами блока питания двигателями	59 кг
Диапазон размеров контролируемых трубопроводов	530 - 1420 мм

3 500 000 ₽

420095, РТ, г. Казань, ул. Серова 9а (800) 550 74 33 | 212 17 33 @ nk@litas.ru
vk.com/litas_kazan litas.ru | litas-x-ray.ru

Перспективность применения счетчиков газа ТРСГ-ИРГА на скважинах, эксплуатирующихся газлифтным способом

ООО «ГЛОБУС» с 1989 года и по настоящее время производит и разрабатывает современные контрольно-измерительные приборы для учета расхода и количества газа, пара, тепловой энергии, жидкостей; испытательное и эталонное оборудование; системы автоматизации, телеметрии и т.д., в том числе питающиеся от солнечных батарей.
Наши приборы обеспечивают успешное решение задач измерения, диспетчеризации, управления и мониторинга технологических процессов. Компания старается быстро и эффективно реагировать на основные изменения в данном сегменте рынка измерительной техники. Поэтому из года в год уже выпускаемые приборы совершенствуются, приобретают новые свойства и функциональность, удовлетворяя различным требованиям заказчиков, появляются новые разработки, например, ультразвуковой расходомер газа «Ирга-РУ».

Опыт эксплуатации приборов ООО «ГЛОБУС» при газлифтном способе добычи нефти

Для мониторинга и автоматизации учета расхода газа на месторождениях ГК «Туркменнефть» была использована телеметрическая система «Ирга-ТС». Нашим предприятием были оказаны пилотные сервисные услуги по применению счетчиков газа ТРСГ-ИРГА по договору, заключенному между ГК «Туркменнефть» и ООО «Глобус».

Счетчики газа ТРСГ-ИРГА с программным обеспечением были установленны на скважинах в НГДУ «Готурдепенебит».

По результатам применения счетчиков газа ТРСГ-ИРГА, установленных на двух скважинах №№1497 и 1649 в НГДУ «Готурдепенебит», было составлено заключение об успешности и перспективности применения счетчиков газа ТРСГ-ИРГА на скважинах, эксплуатирующихся газлифтным способом.

«Для работы газлифтных клапанов в условиях месторождения Готурдепе из компрессорной станции подается компримированный газ максимальным (пиковым) давлением 8,0 МПа. В целях соблюдения условий безопасности принимается запас прочности K=l,25. При этом датчик расходомера должен

Счетчик газа ТРСГ-ИРГА

Состав:
- вычислитель «Ирга-2»
- вихревой расходомер «Ирга-РВ» (основная комплектация *)
- датчики давления
- термопреобразователи

Питание счетчика газа ТРСГ-ИРГА может осуществляться:
- от сети переменного тока 220 В, 50 Гц
- от сети постоянного тока 24 В
- от литиевой батареи 3,6 В
- от солнечной батареи

* возможна комплектация струйным расходомером «Ирга РС» и ультразвуковым расходомером «Ирга-РУ»

Счетчик газа ТРСГ-ИРГА позволяет производить измерения расходов практически любых одно- и многокомпонентных газов, в частности, попутного нефтяного газа.

ТРСГ-ИРГА может длительное время (год и более) обходиться без вмешательства человека, отправляя необходимую информацию о параметрах газовой среды с помощью разработанной в компании **«ГЛОБУС»** системы телеметрии ИРГА-ТС.

Специализированный программный модуль с удобным и наглядным пользовательским интерфейсом отображает на экране монитора схему работающей системы ИРГА-ТС с актуальными, меняющимися в реальном времени параметрами.

быть рассчитан на давление P=8,0x1,25=10,0 МПа. Данное требование выполняется датчиком марки ПДТВХ-1Ex-02-10,0 МПа №12-03369, установленном на 2-х скважинах месторождения Готурдепе.

В настоящее время указанные датчики функционируют нормально и удовлетворяют поставленным целям.

Рассмотрение материалов по эксплуатации счетчиков газа ТРСГ-ИРГА с сервисными услугами приводит к выводу о том, что результат их применения дает возможность учета расхода рабочего агента (газа) и есть возможность использовать их для определения количества попутного газа на ГЗУ.

В связи с вышеизложенным нами делаются следующие заключения.

1. Применение этих счетчиков является эффективным для учета расхода рабочего агента (газа) на ГРБ и вычисление попутного газа на ГЗУ в целях увеличения добычи нефти из определенной категории скважин, эксплуатирующихся в настоящее время газлифтным способом.
2. Значительный резерв повышения эффективности использования учета расхода рабочего агента (газа) на ГРБ и вычисление попутного газа на ГЗУ заключается в улучшении выбора скважины с учетом показания счетчиков газа ТРСГ-ИРГА с сервисными услугами и расширении комплекса регулировочно-оптимизационных работ на конкретных скважинах.

На основании вышеизложенного, рекомендуется продолжить работу по применению счетчиков газа ТРСГ-ИРГА с сервисными услугами и на других месторождениях ГК «Туркменнефть» на контрактной основе с расширенным объемом работ для интенсификации добычи нефти».

Фото 1 — Узел учета и контроля расхода газа. Пустыня Каракумы (Туркмения)

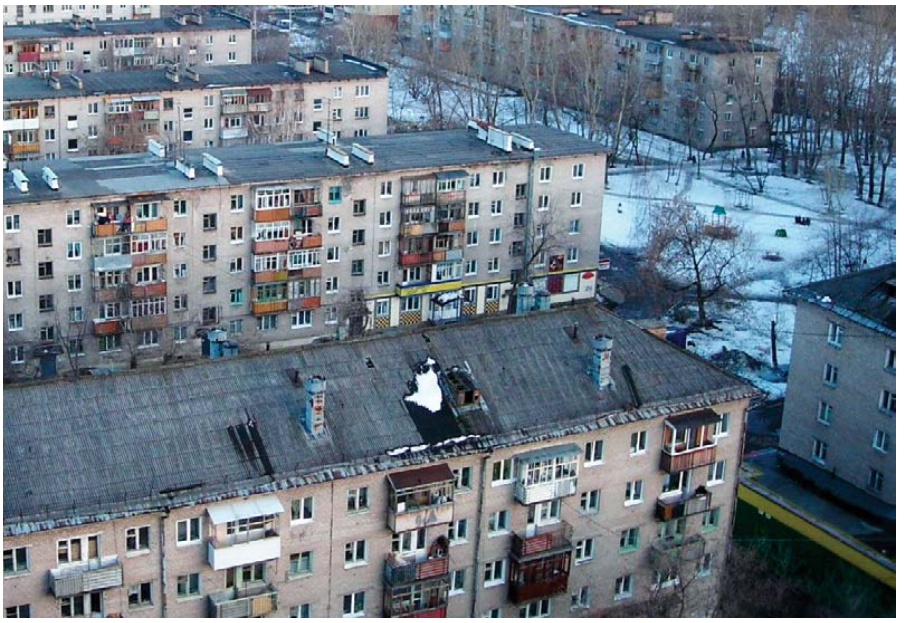
Фото 2 — Монтаж вихревого расходомера «Ирга-РВ». Пустыня Каракумы (Туркмения)

ООО «ГЛОБУС»
308023, г. Белгород,
ул. Садовая, д. 45-а
тел./факс +7 (4722) 26-42-50,
26-18-46, 31-33-76
e-mail: sale@irga.ru — отдел продаж
e-mail: service@irga.ru — техническое и сервисное обслуживание
e-mail: globus@irga.ru — общие вопросы
www.irga.ru

О нас

ООО «ГЛОБУС» также осуществляет проектирование, монтаж, пуско-наладку, гарантийное и послегарантийное обслуживание узлов учета газа, пара, жидкости и количества тепловой энергии. Сервисный отдел оказывает услуги по ремонту и калибровке измерительных приборов с обязательной сдачей в поверку. Продукция, выпускаемая ООО «ГЛОБУС», сертифицирована, лицензирована и внесена в государственные реестры средств измерений РФ и стран ближнего зарубежья (Азербайджан, Беларусь, Казахстан, Туркменистан, Узбекистан, Украина и др.).
Мы готовы оказать Вам содействие в решении задач по измерению жидких и газообразных сред, обеспечению диспетчеризации, мониторинга и управления узлами учета жидкости, газа и др.

Энергосбережение для всех



Мы с вами живем в мире, где практически не осталось информационных «белых пятен». Доступность мобильной связи и интернета, возможность быстрой обработки огромных массивов данных обеспечивают нам доступ к информации о событиях во всем мире, о состоянии наших счетов, о покупках и результатах экзаменов в любом месте, как дома, так и на отдыхе. Появилась возможность включить подогрев ужина, выезжая с работы, выключить утюг прямо из поезда, уходящего на курорт. В наше время ситуация, когда что-либо предлагают оплачивать «на глаз», для современного человека неприемлема. Более того, любые усилия по модернизации и оптимизации без точных данных будут бесполезной тратой времени и средств.

Обращаясь к близкой для нас теме энергосбережения, мы видим множество примеров того, когда правильные идеи разбиваются о «частичность» реализации. Установка квартирных водосчетчиков только у части жильцов приводит к диким манипуляциям с цифрами в колонке «Общедомовые расходы». Даже если исключить из анализа недобросовестность управляющих компаний, все равно баланс потребления и поставки не сходится, и тем сильнее, чем ниже процент квартир со счетчиками. А если еще учесть то, что жильцы, зачастую начинают сами манипулировать показаниями в свою пользу, пользуясь анахроническим способом передачи данных с помощью бумажек, то картина становится совсем безрадостной.

Для всех нас очевидно, что многие реформы в нашей стране реализуются на основе «социального компромисса», когда достаточно жесткие положения новых законов размываются сроками ввода этих положений, различными исключениями и т.д. Таким примером является закон «Об энергосбережении...» №261-ФЗ. С одной стороны — тотальная установка приборов учета. Это действительно нужно, причем не только нам, как производителям оборудования, но и всем жителям. Система ЖКХ больна, ее нужно лечить, но без полноценного обследования ее состояния и контроля работы, все реформирование сведется к покраске покрытых плесенью участков стен, без устранения причин протечек и гарантий непоявления новых пятен.

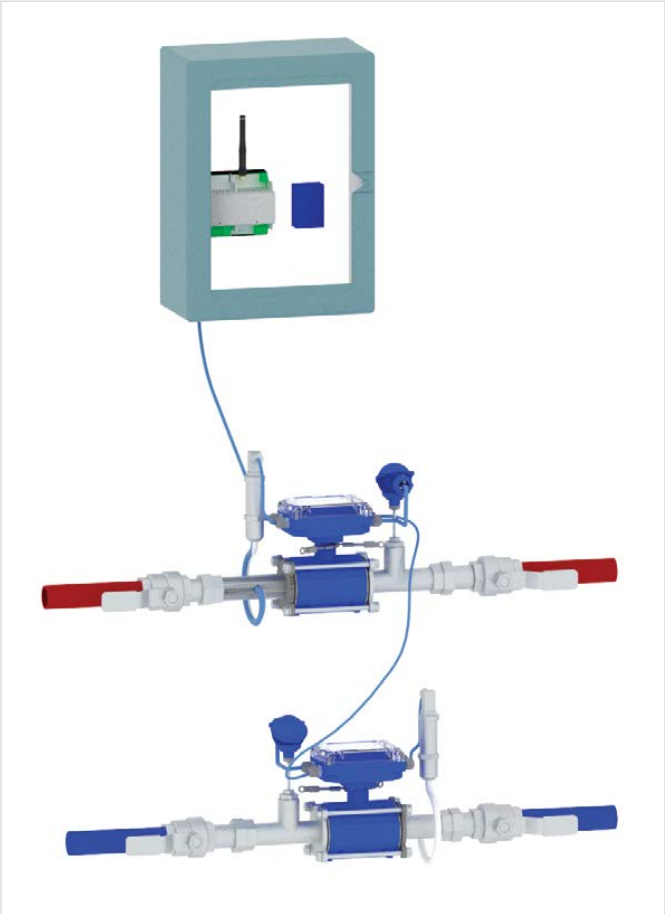
Так, тотальность установки приборов была нарушена сроками и невнятностью порядка финансовых взаиморасчетов за оборудование. Как результат — все затраты относятся на производителей оборудования, которые должны по сути кредитовать ЖКХ без гарантий возврата средств. Очевидно, что ни один производитель приборов такими возможностями не обладает. Как результат — программы массовой установки приборов учета больше практически не появляются.

Еще один «социальный компромисс»: отсечка по нагрузке 0,2 Гкал/час. Для таких объектов установка приборов учета обязательной не являлась. Если для кого-то такая нагрузка кажется маленькой и ассоциируется с какими-то небольшими строениями, которые вполне можно оставить в покое, то это иллюзия. Многоквартирный дом первых серии массовой застройки 50-х годов прошлого века, пятиэтажная «хрущевка»: подключенная нагрузка для таких домов и составляет примерно 0,2 Гкал/час. Даже в масштабе крупных городов, таких как Москва, Санкт-Петербург, Нижний Новгород, эти дома являются существенной долей жилого фонда. А для районных центров, поселков городского типа и военных городков подобные строения, но меньшей этажности, являются основными. Такое послабление привело к тому, что население оплачивает выработку местных котельных со всеми потерями, ни о какой энергоэффективности и речи быть не может.

Миссия нашей компании заключается в обеспечении комфортного проживания и работы. Поэтому мы не можем уповать на улучшение законов, появление масштабных бюджетных программ и т.д. Мы работаем в той объективной реальности, какая есть, и создаем качественный продукт, который обеспечивает современные требования информационной доступности по адекватной цене. Иными словами, «социальные компромиссы», заложенные в законодательстве, являются для нас маркетинговыми условиями, определяющими технические характеристики нашей продукции.

В 261-ФЗ внесли поправки, отсечка по нагрузке 0,2 Гкал/час исключена. Готовы ли мы к новым клиентам? Однозначно да. Можно ли предлагать на этот рынок стандартные решения, которые давно и успешно используются на «крупных» объектах? Нет. Такие объекты предъявляют несколько другие требования к оборудованию по следующим основным причинам:

- **Стоимость оборудования, монтажа и настройки**. Традиционные решения требуют существенных вложений в оборудование узла учета. И если сами приборы учета не столь дорогие, то за счет затрат на проектирование, установку расходомеров,



термометров, в совокупности с дополнительными деталями, стоимость узла учета может достигать 300–400 тысяч рублей. Потенциальные владельцы оборудования— жители таких малоэтажных домов — не обладают достаточными финансовыми возможностями, а с учетом того, что жителей в таких домах немного, то указанная сумма, даже разделенная на всех, будет достаточно существенной, а, возможно, и непосильной нагрузкой для отдельной семьи.

- **Скорость установки.** Малых объектов не просто много, а очень много. Это значит, что для нормального обеспечения приборами потребуется весьма большое число бригад квалифицированных монтажников, которых в нужном количестве нет, а создавать их экономически неэффективно.
- **Приспособленность объектов.** Нужно понимать, малоэтажное строительство очень часто не подразумевает наличия чего-то, хоть отдаленно похожее на индивидуальный тепловой пункт. Примитивнейшая система распределения и отсутствие места для установки приборов учета — вот то, с чем придется столкнуться монтирующим организациям.

Для специалистов ограничение в 0,2 Гкал выглядело надуманным с самого начала, поэтому отмена такого ограничения была вопросом времени, которым мы воспользовались для того, чтобы подготовиться и предложить решение, которое сохраняет все достоинства традиционных решений и обеспечивает преодоление вышеуказанных проблем. Нужен недорогой, высокотехнологичный прибор, который обеспечивает простоту проектирования узла учета за счет высокой заводской готовности, высокую скорость установки и минимальные затраты на монтаж. Теплосчетчик-регистратор ВЗЛЕТ ТСР-СМАРТ — именно такой прибор. Это теплосчетчик класса 1, и по метрологическим характеристикам изделие полностью соответствует требованиям правил учета. Строго говоря, он может применяться и для «большого» учета, правда только для тех объектов, где номинальный диметр подводящего трубопровода не превышает 50 мм. Широкий динамический диапазон 1/500 обеспечивает качественное сведение балансов, что для малых объектов с их зависимостью от потребления в отдельной квартире особенно актуально.

Главная особенность этого прибора (вернее комплекта) в том, что это, по сути, готовый узел учета. Настройка возможна еще на этапе заказа, на объекте потребуется только проверка и пломбировка. Комплект для установки в трубопровод представляет собой моноблок, не требующий дополнительных конфузоров и диффузоров, фланцев, шпилек и т.д., включающий расходомер, цифровой преобразователь температуры и преобразователь давления. Монтаж в трубопровод — обычное резьбовое соединение, ровно как для квартирных «вертушек».

Связь компонентов осуществляется по интерфейсу RS-485 — маленькая локальная сеть с простыми настройками. Помимо архивов в вычислителе доступны накопленные данные в каждом элементе теплосчетчика, что в совокупности с наличием архивов пользовательской активности исключает возможности для фальсификаций. Не требуется сопряжение расходомера и вычислителя, термометров и вычислителя — хорошо распространенные способы «экономии» за счет подкрутки веса импульса и шунтирования остаются в прошлом. Вычислитель помимо традиционного расчета потребления тепловой энергии выполняет функцию GSM-модема, что обеспечивает соответствие современным требованиям по доступности информации.

В результате получается высокотехнологичный прибор, по простоте установки напоминающий стиральную машину — прикрутил к трубопроводу, и можно начинать заниматься энергосбережением. За счет высокой готовности затраты на проектирование и монтаж минимальны, а простота изделия обеспечивает минимальные затраты на эксплуатацию. Стоимость комплекта составляет от 37 тысяч рублей в зависимости от диаметра.

Парадокс в том, что решение для малых нагрузок на данный момент выглядит более привлекательным, чем традиционное. И, несомненно, с учетом опыта внедрения на малых объектах, в скором времени появится решение и для большого учета. А сейчас на очереди учет холодной воды в домах и квартирах. Пора закрывать информационные «белые пятна» и в этой области.

ГРУППА КОМПАНИЙ ВЗЛЕТ

198097, г. Санкт-Петербург,
ул. Трефолева, д. 2 БМ
8 800 333 888 7
Бесплатный звонок по России
(8:00–18:00 MSK)
www.vzljot.ru

Выставка «Нефтегаз-2018» и Национальный нефтегазовый форум — поддержка инновационного развития ТЭК России

В Москве, в Центральном выставочном комплексе «Экспоцентр», с большим успехом прошли 18-я международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» — «Нефтегаз-2018» и Национальный нефтегазовый форум. В очередной раз подтверждено на практике, что совмещение масштабных выставочных мероприятий с обширной программой профессиональных дискуссий по важнейшим вопросам отраслевой повестки дня расширяет возможности и обеспечивает максимальный практический результат для участников.

Выставка «Нефтегаз», являющаяся крупнейшей в России и странах Восточной Европы площадкой для делового общения специалистов нефтегазовой и смежных отраслей, проводилась с 16 по 19 апреля 2018 года. Она была организована АО «Экспоцентр» в партнерстве с немецкой выставочной компанией «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Союза машиностроителей Германии (VDMA), под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.

На официальном открытии выставки «Нефтегаз-2018» участников приветствовали заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов, президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин, генеральный директор «Экспоцентра» Сергей Беднов, представители отраслевых союзов и другие официальные лица.

В выставке **«Нефтегаз-2018» приняли участие 552 ведущие компании из 27 стран. Общее количество посещений** специалистами отрасли — **22 550**. Самое современное оборудование и новейшие технологии **на общей площади более 31000 кв. м** представили крупнейшие зарубежные и отечественные производители и поставщики газового и нефтяного оборудования, нефтяные корпорации и холдинги, нефтегазодобывающие и перерабатывающие предприятия, нефтесервисные и геологоразведочные компании, предприятия, занятые в бурении, поиске, разведке, добыче, строительстве объектов газо- и нефтедобычи, газо- и нефтехимии.

Ключевые разделы были посвящены автоматизации, нефтегазохимии, новейшим разработкам сервисных, инжиниринговых и транспортных компаний, ставшие предметом интереса широкого круга специалистов, традиционно посещающих выставку.

Россию на выставке представили 311 участников, среди которых такие лидеры нефтегазовой отрасли, как «АРТ-Оснастка», «Башнефтегеофизика», «БОРХИММАШ», концерн ВКО «Алмаз-Антей», «НТА-Пром», «Орелкомпрессормаш», «Татнефть», «ТОТАЛ ВОСТОК», «Транснефть», «Трубная металлургическая компания-ТМК», «Тяжпрессмаш», «Уралмаш НГО Холдинг», «ЧТПЗ», «Эндресс+Хаузер».

В своем приветственном обращении участникам и гостям выставки министр промышленности и торговли РФ Денис Мантуров отметил: «Нефтегаз» является масштабной площадкой для профессионального общения, обмена опытом, демонстрации новейших технологий и оборудования. Минпромторг России уделяет огромное внимание развитию отечественного топливно-энергетического комплекса и рассматривает международную выставку «Нефтегаз-2018» как важное отраслевое событие».

Свои возможности продемонстрировали известные зарубежные концерны и компании мирового нефтегазового рынка: ABB, Bauer Kompressoren GmbH, Centrax Gas Turbines Ltd, JUMO GmbH & Co. KG, KANEX Krohne Anlagen Export GmbH, Kerui Group, MTU Friedrichshafen GmbH, National Oilwell Varco, R&B Industrial Supply Company, Rockwell Automation, SAMSON AG, The Green Day Inhaber Gerhard Michael Kreuder, VEGA Grieshaber KG, Weidmüller Interface GmbH & Co. KG, Yantai Jereh Petroleum Equipment & Technologies Co., Ltd., Yokogawa Electric Corporation.

Компании Германии, Китая, Чехии участвовали в выставке в формате национальных экспозиций.

«Выставка своими участниками подтверждает, что несмотря на негативные внешние факторы, экономические связи с зарубежными коллегами и партнерами остаются практически на неизменном уровне. Восемьдесят процентов участников, в том числе и наших зарубежных коллег — это те, кто стабильно участвует в этой выставке. Они также стабильно участвуют в Национальном нефтегазовом форуме — важнейшей составной части всего мероприятия», — отметил, открывая выставку, глава Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин.

«Эта выставка стала самым главным местом встречи для всех, кто работает в данной отрасли, о чем свидетельствует большое количество компаний, представленных здесь в этом году. Радует и то, что все компании, приехавшие на эту выставку, искренне верят в продолжение и расширение существующих связей и дружеских отношений», — поделился впечатлениями исполнительный директор «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» Эрхард Винкамп.

Национальный нефтегазовый форум (далее — ННФ) проходил в «Экспоцентре» 17–18 апреля 2018 года. Уже традиционно двухдневная программа Форума фокусируется на актуальных для нефтегазовой отрасли вопросах перспективного развития. В 2018 году она включала в себя технологические конференции, форсайт-сессии, профессиональные круглые столы и практические семинары. Представители органов государственной власти, ведущих компаний нефтегазового сектора и смежных отраслей, общественных организаций, научных и экспертных центров обсуждали широкий круг тем. В том числе: анализ рынков, стратегические вопросы инновационного развития, состояние и перспективы отраслевого

машиностроения, раскрытие потенциала импортозамещения, международное сотрудничество, создание инжиниринговых центров, кластеров и технопарков, экономические, экологические и экономические аспекты разработки залежей трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов, внутренние драйверы и экспортный потенциал нефтегазохимической отрасли.

В мероприятиях **Национального нефтегазового форума приняли участие свыше 100 спикеров, более 1000 делегатов и 130 представителей ведущих средств массовой информации.** На заседаниях ННФ выступили представители федеральных органов власти, топ-менеджеры ведущих нефтегазовых и машиностроительных компаний, сотрудники ключевых отечественных и зарубежных экспертных центров, общественные деятели.

Обращаясь к участникам Форума, президент Торгово-промышленной палаты РФ Сергей Катырин отметил, что современные реалии ставят перед отраслью новые, все более сложные задачи, на этом фоне растет привлекательность ННФ, который имеет устойчивую репутацию эффективной площадки для профессионального обсуждения и поиска оптимальных решений.

В свою очередь, замминистра энергетики РФ Павел Сорокин, приветствуя участников Форума, подчеркнул, что репрезентативный состав участников позволяет изучать проблемы с разных точек зрения, вырабатывать комплексные рекомендации, к которым министерство намерено прислушиваться.

Первое пленарное заседание ННФ было посвящено обсуждению вопросов технологического развития нефтегазовой отрасли России в условиях цифровой трансформации мировой экономики. Участники этой сессии широко обсудили особенности текущей ситуации и перспективы мировых энергетических рынков.

Следующая сессия Национального нефтегазового форума была посвящена обсуждению вопросов импортозамещения и локализации в нефтегазовой промышленности. С развернутым докладом выступил директор департамента станкостроения и инвестиционного машиностроения Минпромторга РФ Михаил Иванов. О первом российском опыте реализации программ импортозамещения и дальнейших перспективах рассказали топ-менеджеры ПАО «Газпром нефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «ТМК» и ряда других российских компаний. В свою очередь, представители зарубежных компаний поделились опытом локализации инновационных решений в российском нефтегазовом секторе.

Заключительное заседание первого дня Национального нефтегазового форума было посвящено теме «Роботизация и искусственный интеллект в нефтегазовой и нефтегазохимической отраслях». Оно прошло в формате форсайт-сессии — круглого стола. Вел заседание Артем Козловский, партнер Oil & Gas Advisory Leader, EY.

Основными мероприятиями второго дня ННФ стали конференция «Разработка трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов. Освоение Баженовской свиты: экономика и технологии», два «круглых стола»: «Драйверы внутреннего роста и экспортный потенциал нефтегазохимической промышленности России» и «Новые инструменты энергетических рынков в эпоху блокчейна», форсайт-сессия «Отраслевые кластеры, технопарки, инжиниринговые центры и особые экономические зоны: основные этапы трансфера технологий (наука — технологии — бизнес)».

Утреннее заседание «круглого стола», посвященного поиску источников и движущих сил роста российской нефтепереработки и нефтегазохимии, провел заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов. Подводя итог обсуждению, он отметил, что высказанные специалистами наблюдения и предложения являются ценным материалом для дальнейшей совместной работы органов власти и бизнеса, направленной на развитие таких перспективных и привлекательных секторов отечественной экономики, как нефтепереработка и нефтегазохимия.

В ходе работы второго дня Национального нефтегазового форума-2018 Кирилл Молодцов выступил на пресс-конференции о подготовке 6-го форума будущих лидеров Мирового нефтяного совета, который впервые пройдет в России с 23 по 28 июня 2019 года на площадке многофункционального международного студенческого комплекса «Горный» Санкт-Петербургского горного университета.

Конференция по ТРИЗам, которую вел председатель Союза нефтегазопромышленников России Генадий Шмаль, стала впечатляющим коллективным мозговым штурмом с участием ключевых российских специалистов. В обсуждении приняли участие топ-менеджеры нефтяных компаний, геологоразведочных организаций, предприятий нефтегазового машиностроения, научных и экспертных центров.

Форсайт-сессия по стартапам и инновационным разработкам в нефтегазовой и химической отраслях была организована совместно с фондом «Сколково». Обсуждался широкий круг вопросов, в том числе перспективы таких организационных форм поддержки инноваций, как отраслевой Центр компетенций «Импортозамещение в ТЭК», отраслевые кластеры, технопарки, инжиниринговые центры, экономические зоны.

Большой интерес вызвала проведенная на площадке ННФ презентация исследования Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» «Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей». Наблюдениями и выводами с участниками Форума поделились директор Энергетического центра Татьяна Митрова и аналитик Энергетического центра Александр Собко.

Программа Национального нефтегазового форума 2018 года завершилась совместным заседанием Совета ветеранов нефтегазовой отрасли и Молодежного совета нефтегазовой отрасли при Министерстве энергетики Российской Федерации «Нефтегазовый комплекс России: настоящее и будущее — взгляд ветеранов и молодежи».

Одновременно с «Нефтегаз-2018» и Национальным нефтегазовым форумом в «Экспоцентре» проходила 27-я международная выставка «Электрооборудование. Светотехника. Автоматизация зданий и сооружений» — «Электро-2018». Официальным открытием и пленарным заседанием стало проведение конференции «Интеллектуальная энергетика будущего: новый взгляд на технологии, меняющие мир». Такое соседство способствовало расширению прямых контактов производителей нефтегазового и электрооборудования, добывающих и перерабатывающих углеводородное сырье компаний, развитию производственной кооперации предприятий ведущих отраслей экономики страны.

Новая встреча ведущих представителей нефтегазовой отрасли и смежных секторов экономики состоится в «Экспоцентре» через год. **19-я международная выставка «Нефтегаз-2019» будет проходить с 15 по 18 апреля 2019 года, а Национальный нефтегазовый форум состоится 16–17 апреля 2019 года.**

выставка **SIGOLD 2018**
Южно-Сахалинск,
23–24 мая
SIGOLDFORUM.RU

Нейтральная сахалинская деловая площадка для встречи власти и бизнеса, руководителей компаний отраслей ТЭК с поставщиками товаров и услуг.

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 24 мая
ANRB.RU

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

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ**
Москва, 25 мая
TRIZSUMMIT.RU

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

конференция **ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
Воскресенск, 28 мая–1 июня
AMHIM.RU

Традиционное место встречи профессионалов для обсуждения актуальных проблем и поиска решений в области метрологического обеспечения и автоматизации технических процессов.

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

Крупнейшее мероприятие энергетического сектора в Прикаспийском регионе.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 31 мая
N-G-K.RU

Формирование рынка нефтегазового строительства, практика выбора подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на рынке.

конференция **ПЕТРОФИЗИКА XXI В**
Петергоф, 4–5 июня
RCA.SPE.ORG

Одним из основных акцентов этого года является тема цифровых и машинных технологий.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 4–8 июня
TOGC.INFO

Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС. Телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах. Физико-химические обработки ГС. Освоение ГС. Геологические исследования ГС.

конгресс и выставка **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ**
Москва, 6–8 июня
LNGRUSSIACONGRESS.COM

СПГ Конгресс Россия – это международная площадка, где традиционно собираются лидеры СПГ-индустрии со всего мира. Конгресс объединяет более 300 ключевых международных компаний.

14-я Международная выставка НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2018
Москва, 18–21 июня
MIOGE.RU

Участие в выставке НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE позволит производителям нефтегазового оборудования увеличить объем продаж, расширить географию и привлечь новых заказчиков.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ**
Саратов, 26–28 июня
EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.

конференция **САММИТ РУКОВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И СТРАН СНГ**
Сочи, 28–29 июня
EUROPETRO.RU

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

ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Владивосток, 4–5 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

Форум посвящен реализации важнейших стратегических нефтегазовых проектов региона от Красноярского края до Сахалинской области.

конференция **ГЕОБАЙКАЛ 2018**
Иркутск, 11–17 августа
EAGE.RU

Конференция ориентирована на специалистов в области геологии и геофизики, деятельность которых связана с Восточной Сибирью, Дальним Востоком и Азиатско-Тихоокеанским регионом.

выставка **НЕФТЬ, ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 4–6 сентября
OILEXPO.RU

Крупнейшее международное мероприятие нефтегазовой отрасли России, отмеченное знаками Всемирной ассоциации выставочной индустрии и Российского Союза выставок и ярмарок.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2018**
Геленджик, 10–14 сентября
EAGE.RU

Конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа ежегодно собирает 200–300 ведущих специалистов-практиков и учёных из России и СНГ.

семинар-конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН Севастополь, 10–14 сентября**
TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Ижевск, 11–14 сентября
VCUDMURTIA.RU

Демонстрация достижений и возможностей предприятий Удмуртии, регионов РФ и стран зарубежья, чья продукция выпускается для промышленного и топливно-энергетического комплекса.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019

15-18 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА

Messe Düsseldorf

KIOGE Kazakhstan

ufi Approved Event

26-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

26th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.kioge.ru

26–28 СЕНТЯБРЯ / SEPTEMBER 2018

АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН
ALMATY, KAZAKHSTAN

ГЛАВНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

THE LEADING OIL & GAS EVENT IN THE CENTRAL ASIA

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY

ITE CONNECTING YOUR BUSINESS TO THE WORLD

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

Деловая программа выставки - активная площадка, содействующая развитию науки и бизнеса

ТНФ

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

25-я юбилейная международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

ufi Approved Event

Проектирование и строительство объектов для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности

4-6 СЕНТЯБРЯ
Казань, 2018

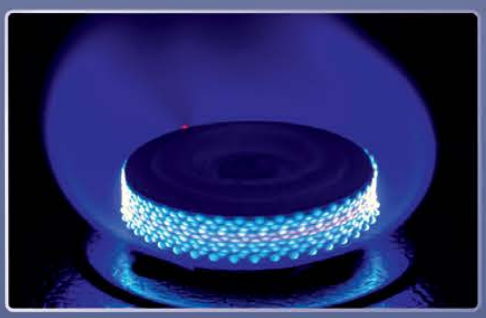
При поддержке: Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru

16+

Добыча нефти и газа

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа



Россия, 420059, г. Казань,
Оренбургский тракт, 8
ОАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА»
тел./факс: +7 (843) 202-29-93,
202-29-05, 202-29-92

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки

MIOGE Moscow | ITE

RPGC Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки
18–19 июня 2018
МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников Выставки и Конгресса

35 стран-участников Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов

ITE

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Министерство природных ресурсов и экологии РФ

РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей

Союз нефтегазопромышленников России

В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

2-5 октября 2018

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ: FarEXPO IFE® PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
st@farexpo.ru
http://rosgasexpo.ru

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА: EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ | ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ | КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ», павильон G, Петербургское шоссе, 64/1

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

MEMBER OF THE RUSSIAN UNION OF EXHIBITIONS AND FAIRS

ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

XXIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.НЕФТЬ И ГАЗ

26-28 СЕНТЯБРЯ | 2018г.

ОРГАНИЗАТОР:
АО ОВЦ «ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
АДМИНИСТРАЦИИ ГОРОДА СУРГУТА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

ТЕЛ.: +7 (3462) 94-34-54
E-MAIL: SALES@YUGCONT.RU
WWW.SNGEXPO.RU

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

12 сентября 2018 | 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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2018 | 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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

5 декабря 2018 | 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

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

14 марта 2019 | 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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

31 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

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

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

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»

SIBExpo SERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2018 ГОД

Восьмая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2018. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ГАЗИФИКАЦИЯ

ЯКУТСК, 6 – 8 ноября

Двенадцатая межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2018

НИЖНЕВАРТОВСК, 14 – 15 ноября

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Генеральный партнер выставки ООО «САМАРАВОЛГОМАШ»

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

17-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ, ПОСВЯЩЕННАЯ 75-ЛЕТИЮ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
17–19 ОКТЯБРЯ 2018

NT-EXPO.RU

NKNH.RU

+7 (8555) 40-64-39
sales@nknh.org.ru

СВЫШЕ

120

НАИМЕНОВАНИЙ ПРОДУКЦИИ

ПАО «Нижнекамскнефтехим» производит продукцию в четырех основных категориях: синтетические каучуки, пластики, мономеры, прочие продукты – и может осуществлять комплексные пакетные поставки каучуков и пластиков.

ВХОДИМ В

ТОП-10

МИРОВЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ СИНТЕТИЧЕСКИХ КАУЧУКОВ

Компания является крупнейшим в мире производителем полиизопрена (43% мирового рынка) и находится в тройке ведущих мировых компаний по производству бутиловых и галобутиловых каучуков.

Предлагаем принять участие в торгах на покупку продукции, а также осуществить закупку по прямому контракту.

Генеральный спонсор ХК Нефтехимик

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ

Надежные
как автомат Калашникова

ВЫСОКАЯ НАДЕЖНОСТЬ И ПРОСТОТА В ЭКСПЛУАТАЦИИ
Применение новых технологий, внедрение в производство современных винтовых компрессоров с высоким КПД позволяют сэкономить треть электроэнергии при получении того же объема сжатого воздуха. А контейнерное исполнение винтовых компрессоров позволяет их эксплуатацию под открытым сибирским небом на новых месторождениях эксплуатацию даже в сильные январские морозы.

КАЧЕСТВО И АБСОЛЮТНАЯ РЕМОНТОПРИГОДНОСТЬ
О качестве продукции «АСО» лучше всего говорит тот факт, что даже сейчас на предприятие нередко поступают просьбы продать деталь для компрессора, приобретенного 25–30 лет назад!

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ АССОРТИМЕНТ
37 моделей поршневых и 14 моделей винтовых компрессоров, 3 модели моечных установок, а также 3 модели аппаратов струйной очистки и осушители сжатого воздуха. Предлагаемое оборудование поставляется в любой удобной для покупателя комплектации.

ШИРОКАЯ СЕТЬ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ
Компания успешно реализует продукцию предприятия во многих городах России, а также в Беларуси, Украине, Казахстане, Молдавии. Это дает возможность потребителям приобрести необходимую продукцию завода «АСО» в своем регионе и произвести сервисное обслуживание.

Модульная станция

АСО–ВК ESQ

Дизельный винтовой компрессор
АСО-ВК36/8-ПД

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

www.asobezh.ru