ЭКСПОЗИЦИЯ: 3 КСПОЗИЦИЯ: 4 КСПОЗИДИЯ: 4

ГАЗПРОМ

Классификация карбонатных коллекторов

Закономерности строения ранненеокомских отложений ЗСБ

> Мониторинг ГС на Приразломном месторождении

РОСНЕФТЬ

Технология защиты ГНО от слома валов

ТАТНЕФТЬ

Модификация торцового уплотнения насосов ЦНС



Научно-технический журнал Входим в перечень ВАК

Издаемся с 2006 года

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

ОТ ТРОПИКОВ до заполярья



КАЧЕСТВО НАДЕЖНОСТЬ БЕЗОПАСНОСТЬ

«ТЕРМОБРЕСТ» - предприятие с мощным научно-техническим потенциалом и 27-летним опытом разработки и производства газовой трубопроводной арматуры и приборов дистанционной автоматики, которая используется для обеспечения безопасности и регулирования теплоэнергетических установок промышленного и бытового назначения, а также в системах газоснабжения и газопотребления.



- собственная современная производственная база и штат сотрудников высокой квалификации
 - многолетний опыт внедрения передовых технологий в области арматуростроения
 - разветвленная сеть дилеров в СНГ, ЕС и Китае
 - обширная география продаж: продукция предприятия реализуется на всей территории Евразии от Норильска до Ханоя, от Южно-Сахалинска до Дюссельдорфа
 - сроки поставки партии продукции любой сложности и комплектации не более 10 дней
 - политика единых цен
 - широкий диапазон климатических исполнений арматуры марки ТЕРМОБРЕСТ делает возможным ее применение во всех климатических поясах C TABLEPT (C 1299
 - вся продукция предприятия сертифицирована в системах
 - многие годы качеству марки ТЕРМОБРЕСТ доверяют ведущие предприятия нефтегазовой отрасли и теплоэнергетики, такие как: ГАЗПРОМ, ЛУКОЙЛ, РОСНЕФТЬ, СУРГУТНЕФТЕГАЗ, ТГК России и др.

www.termobrest.ru СП «ТЕРМОБРЕСТ» 000 info@termobrest.ru 224014 Республика Беларусь, г. Брест, ул. Писателя Смирнова, 168. Tel/fax. +375 162 53-63-90, 53-64-80



СОДЕРЖАНИЕ

10 Компания «Каланча» — уникальные технологии в области пожаротушения



РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

- **12** И.В. Шевченко. Дегазация Земли, простейшие формы жизни и углеводороды
- 18 А.А. Нежданов, С.Ф. Кулагина, Е.В. Герасимова. Влияние позднекиммерийской складчатости на стратификацию ранненеокомских отложений Западной Сибири

Геофизика

24 О.Н. Морозов, М.А. Андриянов, А.В. Колода, И.Р. Мухаметшин, М.Т. Нухаев, А.В. Прусаков. Опыт внедрения индикаторов притока на Приразломном месторождении для исследования горизонтальных добывающих скважин **30** М.Б. Шнеерсон. Современные технологические схемы морской сейсморазведки

Бурение

33 Д.Р. Вафин, А.Н. Сапсай, Ю.В. Лисин, Р.А. Капаев, Д.А. Шаталов. Геомеханическое моделирование для анализа технологий ННБ, реализуемых при строительстве подводных переходов

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

- **38** М.А. Монжерин, Р.Н. Асмандияров, Ш.Х. Султанов, Р.Ф. Сабирджонова. Оценочно-промысловая классификация карбонатных коллекторов
- **45** А.Ю. Пресняков, А.М. Хакимов, А.И. Волошин, В.В. Рагулин, А.А. Даминов. Обоснование выбора технологий защиты осложненного фонда добывающих скважин
- **49** Р.С. Гарифуллин, Л.М. Ахметзянов, И.Н. Гарипов. Повышение эффективности эксплуатации динамических насосов для перекачки нефтепродуктов
- **52** М.С. Космачева, И.М. Индрупский. Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями
- **60** Т.Р. Закиров, А.А. Галеев. Методика измерения кривых капиллярного давления дренирования по цифровым микротомографическим изображениям пористых сред

ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 7 (60) ноябрь 2017

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6 +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:

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

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

Hilden, Germany, +49 (1577) 958-68-49 САЙТ: www.runeft.ru УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ: ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос» 420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А тел: +7 (843) 231-05-46 № заказа 10-17/18-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 07.11.2017 ТИРАЖ: 10 000 экз. ЦЕНА: свободная ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557 СВИДЕТЕЛЬСТВО:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ENERPROJECT group



ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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









ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

ТРАНСПОРТИРОВКА

Компрессоры

64 А.В. Рубанов. ЭНЕРГАЗ: малые компрессоры готовы к большой работе



ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Химия

68 А.Р. Ахмедова, О.В. Серебренникова, О.В. Шиганова. Геохимичекая характеристика нефтей центральной части Сибирской платформы

КИПиА

Измерительные приборы

74 Новая разработка ООО «Глобус»: ультразвуковой расходомер газа «ИРГА-РУ»



Оборудование

75 Российские вентиляционные системы производства «НПП «Поток»

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

76 А.А. Андреев. ООО «СЭП»: Инновационные технологии и поставки оборудования нового поколения

МЕРОПРИЯТИЯ 78

директор:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Исаева A.A. / isaeva@runeft.ru

выпускающий редактор:

Николайзина А.И. / general@runeft.ru

дизайн и верстка:

Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru Маркин Д.В. / dima@expoz.ru Выходцева Н.Ю. / nadya@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

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

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 H.A. / bekten_1954@mail.ru Муртазина Т.М. / murtazina_taslia@mail.ru Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru Песин M.B. / M.Pesin@mail.ru Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru Котельникова E.H. / 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.





ISSUE

7 (60) november 2017

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

DIRECTOR:

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR IN CHIEF:

Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

EDITOR

Anastasia Nikolayzina / general@runeft.ru

DESIGNER:

Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru Dmitriy Markin / dima@expoz.ru Nadezhda Vykhodtseva / nadya@runeft.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: 07.11.2017

CIRCULATION: 10 000 copies

The company "Kalancha" — unique technologies in the field of fire fighting	11
EXPLORATION AND DEVELOPMENT	
Geology	12
Igor V. Shevchenko. Earth degassing, elementary life forms and hydrocarbons	12
Alexey A. Nezdhanov, S.F. Kulagina, Elena V. Gerasimova. The influence of late cimmerian folding upon stratification of early neocomian deposits in West Siberia	18
Geophysics	24
Oleg N. Morozov, Maxim A. Andriyanov, Alexey V. Koloda, Ilkam R. Mukhametshin, Marat T. Nukhaev, Alexey V. Prusakov. Use of intelligent tracer technology for inflow monitoring in horizontal producers of the Prirazlomnoye oilfield	24
Mikhail B. Schneerson. Modern technological schemes of marine seismic exploration	30
Drilling	33
Dinar R. Vafin, Alexey N. Sapsay, Yuriy V. Lisin, Rim A. Kapaev, Dmitry A. Shatalov. Geomechanical modelling for analysis of directional drilling techniques in the course of construction of underwater passages	33
PRODUCTION	
Oil production	38
Mikhail A. Monzherin, Rustam N. Asmandiyarov, Shamil Kh. Sultanov, Rufina K. Sabirdzhonova. Estimated-field classification of carbonate reservoirs	38
Alexander Yu. Presnyakov, Azamat M. Khakimov, Alexander I. Voloshin, Victor V. Ragulin, Azat A. Daminov. Justification of technologies selected to protect difficult production wells	4
Ruslan S. Garifullin, Lenar M. Akhmetzyanov, Ilnar N. Garipov. Increasing operating efficiency of continuous flow pumps for pumping petroleum products	49
Maria S. Kosmacheva, Ilya M. Indrupskiy. Development specifics of fields complicated by tectonic faults	52
Timur R. Zakirov, Akhmet A. Galeev. Measuring of drainage capillary pressure curves with digital microtomography imaging of porous	60
REFINING AND DELIVERY	
Chemical technology	68
A.R. Akhmedova, Olga V. Serebrennikova, O.V. Shiganova. Geochemical classification of hydrocarbons in oils from Central part of the Siberian Platform	68
Activities	78

СОВРЕМЕННЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ



ЭКРОС-ИНЖИНИРИНГ

- Системы управления промышленными выбросами и экологического мониторинга
- Технологические установки химического синтеза особо чистых и специальных веществ
- Измерительные приборы и комплексы мониторинга, АПК ЭкоСмарт
- Комплексы переработки опасных коммунальных отходов
- Химические технологии и промышленное строительство
- Аналитические приборы и лабораторное оборудование
- Создание и введение в эксплуатацию систем АСУ ТП

Пусть в Новом Году Вас сопровождают удача и успех во всех начинаниях, встречаются надежные и ответственные партнеры и ваше дело процветает!

Желаем Вам и Вашим близким благополучия, исполнения желаний, здоровья и хорошего настроения!

Будем рады общению и дальнейшему сотрудничеству с Вами!

С наилучшими пожеланиями, коллектив «Экрос-Инжиниринг»

Поздравляем наших партнеров, коллег и друзей с наступающим 2018 годом!

ЗАО «Экрос-Инжиниринг»

Санкт-Петербург, Малый пр. В.О., д. 58, литер «А» тел.: +7 (812) 425 44 10 факс: +7 (812) 425 44 77

www.ingecros.ru info@ingecros.ru



«Каланча» – уникальные технологии в области пожаротушения

НПО «Каланча» – разработчик технологии газопорошкового пожаротушения и производитель оборудования «BiZone», работающего по этому принципу. Технология является уникальной, защищена Российскими и международными патентами. Оборудование успешно применяется на крупнейших предприятиях на территории РФ и за ее пределами: «Роснефть», «Лукойл», «Газпром», «Сибур», «Росатом», «РЖД», «НЛМК», «Норильский Никель», «КазМунайГаз», «Tethys Petrolium», «Казахмыс» и многих других.

Технология «BiZone» основана на инновационном принципе пожаротушения – воздействии на очаг возгорания смесью огнетушащего порошка и газа. При определенном соотношении возникает эффект синергизма газопорошкового вещества для тушения требуется в три раза меньше, чем при тушении веществами, входящими в его состав. Порошок движется в газовой смеси, быстро и равномерно заполняя весь объем, а углекислый газ служит не только для вытеснения порошка из ёмкости, но и участвует в процессе тушения. Газопорошковое пожаротушение имеет объёмный характер – в каждой точке защищаемого объёма создается среда, не поддерживающая горение.

Технология «BiZone» уникальна тем, что задействует все основные механизмы тушения:

Охлаждение - при истечении огнетушащее вещество имеет температуру около -65°C. Изоляция - газопорошковая смесь изолирует зону горения от доступа воздуха. Ингибирование - порошок «Феникс ABC-70» эффективно подавляет процессы горения. Разбавление (флегматизация) – диоксид углерода снижает концентрацию кислорода в зашишаемом объеме.

Механический срыв пламени - скорость истечения огнетушащего вещества около 70 м/сек.

Модули и установки «BiZone» применяются для противопожарной защиты:

- Опасных производственных объектов нефтехимического и нефтегазового комплекса: сливо-наливные железнодорожные и автомобильные эстакады, компрессорные и насосные станции, производственные и складские помещения, технологическое оборудование, открытые наружные установки, передвижные и модульные электростанции, буровые установки, АЗС и др.
- Резервуаров типа РВС и РВСП с нефтью и нефтепродуктами до 20 000 м³ включительно, обеспечивая тушение менее чем за 30 секунд - доказано результатами натурных испытаний.
- Производственных помещений, цехов по ремонту и техническому обслуживанию, складов различной направленности, локомотивных депо, ангаров для автотранспорта, окрасочных камер и др.

Технологические преимущества модулей и установок пожаротушения «BiZone»:

- Эксплуатация в сложных условиях: температурный диапазон эксплуатации модулей «BiZone» от -50°C до +50°C (для регионов с жарким климатом может быть повышен до +70°С) позволяет применять для защиты объектов, расположенных в климатических зонах с низкими температурами, при которых применение воды или пены для тушения затруднительно, а также для регионов с засушливым климатом, в которых воды недостаточно
- Система «BiZone» ликвидирует возгорание в начальной стадии инерционность не превышает 1 секунды, время тушения менее 10 секунд.
- Выпускаются во взрывозащищенном исполнении 1ExdsIIBT4X и 1ExdsIICT4X.
- Огнетушащий порошок «Феникс ABC-70» химически нейтрален: не взаимодействует с нагретыми (менее 200°С) элементами конструкций и оборудования, не оказывает влияния на нефтепродукты.
- Огнетушащее вещество не опасно для жизни человека.

Экономические преимущества модулей и установок пожаротушения «BiZone»:

- Снижение издержек при закупке, монтаже и эксплуатации системы пожаротушения благодаря повышенным огнетушащим характеристикам, можно использовать меньшее количество модулей без потери эффективности.
- Низкая стоимость эксплуатации упрощенный регламент обслуживания и длительные сервисные интервалы.
- Многоразовое использование возможность перезарядки после тушения.
- Срок службы оборудования до 20 лет.

Модули газопорошкового пожаротушения «BiZone» сертифицированы в том числе как модули порошкового пожаротушения и могут без ограничений применяться для защиты зданий, сооружений, помещений и оборудования в соответствии с действующими нормами.

В 2017 году начался процесс сертификации по стандартам FM Global и UL.



На данный момент НПО «Каланча» единственный в Российской Федерации производитель пожарной техники имеющий право маркировать свою продукцию логотипом «Made in Russia».



тел..: +7 (495) 781 92 48 kalancha@kalancha.ru sales@kalancha.ru

www.kalancha.ru www.firebizone.com







The company "Kalancha" - unique technologies in the field of fire fighting

SPA "Kalancha" is a developer of the gas-powder fire extinguishing technology and the manufacturer of "BiZone" equipment working on this principle. The technology is unique, it is protected by Russian and International patents. The equipment is successfully applied in the largest enterprises both within and outside the Russian Federation: "Rosneft", "Lukoil", "Gazprom", "Sibur", "Rosatom", "Russian Railways", "NLMK", "Norilsk Nickel", "KazMunayGas", "Tethys Petroleum", "Kazakhmys" and many others.

The "BiZone" technology is based on the innovative principle of fire extinguishing – the impact on the ignition of a mixture of extinguishing powder and gas. In a certain proportion there is an effect of synergy – it requires three times less gas-powder mixture than when using its components separately. The powder moves in a gas mixture, quickly and evenly filling up the volume, and carbon dioxide not only serves to dislodge the powder from the tank but also participates in the extinguishing process. Gas-powder fire extinguishing has a volumetric character – in each point of the protected volume, it creates an environment that does not support combustion.

The "BiZone" technology is unique in that it reacts to all the main mechanisms of an extinguishment:

Cooling – The extinguishing agent has a temperature of about -65°C at the output.

Insulation – Gas-powder mixture isolates the combustion area from air access.

Inhibition – The "Phoenix ABC-70" powder effectively suppresses combustion processes.

Dilution (oxygen reduction) – Carbon dioxide reduces the concentration of oxygen in the protected enclosure.

A mechanical flame breakdown - The speed of the extinguishing substance at the output is about 70 m/sec.

The "BiZone" modules and installations are used to protect such objects as:

- Hazardous production facilities of petrochemical and the oil and gas complex: Loading/unloading railway and vehicular racks, compressors and pumping stations, storage facilities, technological equipment, outdoor installations, mobile and modular power stations, rigs, gasoline stations and others.
- VST and VSTP with oil and petroleum products up to 20 000 m³, and the results of the tests in kind are proven to be extinguished in less than 30 seconds.
- Production facilities, repair and maintenance workshops, warehouses of various orientations, locomotive depots, vehicle hangars, painting cameras, etc.

Technological advantages of the "BiZone" fire protection modules and installations:

- Operating under difficult conditions: Operating temperature range from -50°C to +50°C (for regions with a hot climate can be upgraded to +70°C) allows you to apply "BiZone" modules for protection of objects located in low-temperature climate zones where the use water or foam is problematic, and for arid regions with lack of water.
- The "BiZone" system eliminates ignition in the initial stage inertia does not exceed 1 second, the time of the extinguishing is less than 10 seconds.
- The modules are released in explosion-proof execution 1ExdsIIBT4X and 1ExdsIICT4X.
- Extinguishing powder "Phoenix ABC-70" is chemically neutral: It does not interact with heated (less than 200°C) elements of structures and equipment and does not affect petroleum products.
- Agent substance is not dangerous for human life.

The economic benefits of the "BiZone" fire protection modules and installations are:

- Cost reduction in the procurement, installation and operation of fire extinguishing system due to increased fire extinguishing characteristics, it is possible to use fewer modules without loss of efficiency.
- Low operating costs simplified rules of maintenance and longer service intervals.
- Reusable the capability of recharge after extinguishment.
- The service life of the equipment is up to 20 years.



So far, SPA "Kalancha" is the only manufacturer of fire fighting equipment in the Russian Federation that has the right to mark its production with the logo "Made in Russia".



Up to date, the gas-powder fire extinguishing modules "BiZone" have also been certified as modules of powder - extinguishing, and can be used without restriction to protect buildings, structures, facilities and equipment in accordance with current standards. In 2017, the process of certifying according to FM Global and UL standards began.

SPA «Kalancha» 22/1 Zheleznodorozhnaya St. Sergiev Posad Moscow Rgn. Russia 141313

call: +7 (495) 781 92 48 kalancha@kalancha.ru sales@kalancha.ru

www.kalancha.ru www.firebizone.com



ГЕОЛОГИЯ УДК 551

Дегазация Земли, простейшие формы жизни и углеводороды

И.В. Шевченко

к.г.м.н., технический директор ivshevch@dol.ru

Управляющая Компания «КорСарНефть», Москва. Россия

Несмотря на многолетнее обсуждение различных вариантов происхождения УВ, количество мнений увеличивается. В статье автор предлагает по-новому взглянуть на роль микроорганизмов в процессах генерации УВ, с учётом факторов глубинной планетарной дегазации. Такой подход позволяет в определённой степени компенсировать слабые стороны и недостатки. и дополнить недостающие звенья как органической, так и неорганической теорий происхождения УВ и прийти к собственным выводам. Появившиеся в последние годы интересные работы микробиологов позволяют геологам по-другому рассматривать вопросы происхождения простейших форм жизни, их связь с процессами развития атмосферы и литосферы Земли, и их возможное влияние на генерацию углеводородов.

Материалы и методы

Статья представляет собой краткое изложение собственных идей автора по обозначенной теме, построенное на изучении материалов и печатных работ российских и зарубежных исследователей.

Ключевые слова

происхождение УВ, микроорганизмы, глобальная дегазация Земли

Обсуждение темы происхождения нефти и газа имеет длинную историю, широкий обмен аргументами с различных сторон, поддерживающих те или иные мнения.

Всех исследователей, занимающихся данным предметом, можно разделить на четыре основные группы: органики, неорганики, представители компромиссных вариантов между органической и неорганической школами и представители новых гипотез.

Новый взгляд на роль микроорганизмов в процессах генерации УВ мог бы в какой-то степени помочь найти ответы на нерешённые вопросы как биогенной, так и абиогенной теорий происхождения УВ. (таб. 1).

Более глубокий анализ влияния деятельности микроорганизмов на происхождение сложных углеводородов (кроме метана и этана), особенно интересен на фоне широкого обсуждения и признания глобальных процессов, связанных с дегазацией Земли [3, 5, 7, 8, 9, 14, 15].

В настоящее время происходит переосмысление геологической истории Земли в различных сегментах науки, часть из которых пересекается с вопросами появления и развития жизни и касается палеонтологии, биологии и микробиологии.

В последние несколько лет опубликованы крайне интересные работы палеонтологов, биологов и микробиологов [10, 20, 24, 25]. Новые данные, полученные с использованием современных методов анализа древнейших пород и минералов, заставили существенно пересмотреть время появления водной среды и жизни на Земле, а также пересмотреть отношение к границе между живым и неживым веществом. Представления об условиях происхождении жизни претерпели революционные изменения также благодаря прогрессу экспериментальном моделировании пребиотических реакций и сравнительной геномике. Появились оригинальные идеи о развитии добиологических химических процессов в различных средах планеты, роли и влиянии минералогических и литологических факторов на появление механизмов воспроизводства сложных молекул. Высказаны идеи многократного и разнообразного начала жизни. Сегодня выполняются реконструкции периода рибонуклеиновой кислоты жизни (РНК одна из трёх основных макромолекул, две другие — ДНК и белки, которые содержатся в клетках всех живых организмов). Выяснилось, что Земля обитаема на протяжении большей части времени своего существования, что основные первичные формы жизни были существенно отличны от того, что наука подразумевала под этим несколько десятилетий назад. В последние годы изолированное существование термофильных бактериальных сообществ на глубинах несколько километров, при температурах более 100°С, многократно подтверждалось различными источниками. В упомянутых выше работах отмечено, что в

истории развития жизни на нашей планете термофильные и ультратермофильные бескислородные формы жизни были долгое время единственными формами, доминировали и доминируют до сих пор по видовому разнообразию.

Палеонтологи и микробиологи [10, 20, 21, 22, 23, 24, 25] по-своему интерпретируют и анализируют свои собственные новейшие данные в плане взаимосвязи возникновения первых бескислородных форм жизни с геологическими процессами развития планеты. Они во многом сосредоточены на изучении палеоданных о химическом составе атмосферы, уделяя значительное внимание вопросам круговорота основных жизненно важных химических элементов, особенно углерода и кислорода. При всём этом вопросы влияния дегазации Земли на развитие жизни остаются для микробиологов на втором или на третьем плане.

С точки зрения геолога-нефтяника, эти биологические данные могут быть рассмотрены не только в плане влияния процессов дегазации на возникновение и развитие жизни, но и на происхождение нефти.

Бактерии, наряду с археями, были одними из первых живых организмов на Земле, появившись около 4,0–3,5 млрд лет назад. И те, и другие относятся к прокариотам или доядерным — одноклеточным живым организмам, не обладающим (в отличие от эукариот), оформленным клеточным ядром и другими внутренними мембранными органоидами. Многообразие термофильных прокариотных (археи и бактерии) форм жизни свидетельствует о способности к быстрой мутации в меняющихся условиях и о способности использовать различные энергопроизводящие химические элементы.

Одним из самых интересных аспектов, возможно связанных с появлением сложных УВ, является динамика развития подземной жизни и изменение величины подземной биомассы. Некоторые исследователи [23] считают, что подземная биомасса микороорганизмов может быть больше, чем вся остальная биомасса на поверхности земли на суше и на море, за исключением её растительной части.

Чтобы оценить общее количество углерода, входящего в биологическую структуру прокариот на Земле, У. Уитманом [23] были рассмотрены все сегменты их среды обитания. Этот анализ показал, что большинство прокариот проживают в трех крупных средах обитания: морской воде, почве и в породах осадочного чехла (и фундамента). Косвенные данные свидетельствуют о том, что подземная биомасса прокариотов огромна [16, 17]. Например, подземные воды из глубоких водоносных горизонтов и пластовая вода из нефтяных месторождений содержат 103—106 прокариотических клеток [21, 22].

У. Уитман считает, что число прокариот и общее количество их клеточного углерода на Земле оцениваются в $4-6 \times 10^{30}$

клеток и 350-550 Pg (петаграмм) углерода (1 Pg = 10^{15} г) соответственно. Т.е. 350-550 млрд т. Таким образом, общее количество прокариотического углерода составляет примерно 60-100% от расчетного общего углерода в растениях, а количество прокариотического углерода в глобальной модели планеты будет почти вдвое больше углерода, хранящегося во всех иных живых организмах. Кроме того, прокариоты Земли содержат 85-130 Pg азота (85-130 млрд т) и 9-14 Рg фосфора (9-14 млрд т) или примерно в 10 раз больше этих питательных веществ, чем растения, и представляют собой самый большой резерв этих питательных элементов в живых организмах. Большинство прокариот Земли обитают в открытом океане, в почве и в породах осадочного чехла и фундамента, где число клеток составляет 1.2 × 10^{29} , 2,6 × 10^{29} , 3,5 × 10^{30} и 0,25–2,5 × 10^{30} соответственно. Предварительная оценка среднего времени оборота (воспроизводства) прокариот в глубоких недрах Земли составляет порядка 1-2 × 10³ года. Скорость воспроизводства клеточной продукции для всех прокариот на Земле оценивается в 1,7 × 10³⁰ клеток в год и наиболее высока в открытом океане. Большой размер популяции и быстрый рост прокариот обеспечивают огромную способность к генетическому разнообразию. Эти оценки распространяются и на прошедшие геологические периоды.

С учётом всего вышесказанного, побочные продукты деятельности такого объёма биомассы должны быть хорошо распознаваемы в пределах литосферы. С учётом того, что прокариоты состоят, в основном, из липидов, основными продуктами такой жизнедеятельности, вероятно, являются углеводороды. Разнообразие термофильных микроформ жизни и их способность к быстрой мутации и поиску новых форм семейственного симбиоза может объяснять многообразие различных типов нефтей, наблюдаемых в пределах одного и того же бассейна, месторождения и даже залежи. Поколения быстро воспроизводящихся и умирающих колоний сообществ микроорганизмов, перерабатывая глубинный водород, метан и углекислоту, могут создавать более сложные углеводородные системы из клеток ткани липидных мембран. Накопление бактериогенных УВ может происходить в определённых геологических условиях достаточно быстро,

Для этого нужен осадочный чехол, «заражённый» определённым составом микроорганизмов, способным выстроить симбиозные цепочки в условиях поступления питающих глубинных потоков.

Ведущие современные палеобиологи [10, 20, 24, 25] признают, что для зарождения жизни поверхность Земли была не самым благоприятным местом. Метеоритные бомбардировки, извержения трапов и деятельность вулканов, столкновения с астероидами и изменения состава атмосферы, долгие периоды, называемые «земля-снежок», и периодические оледенения меньших масштабов могли прервать любую наземную органическую эволюцию на любой её стадии. Сегодня исследователи с сомнением относятся к «прудам Дарвина», как к возможной начальной среде формирования питательного бульона жизни. Некоторые ученые рассматривают гидротермы и морские глубины как наиболее вероятные зоны концентрации ранней преджизни. Удивительно, что не так много учёных сегодня серьёзно рассматривают средние и большие глубины молодого осадочного чехла в виде колыбели жизни на Земле.

Последние фактические данные о признаках деятельности и следах первых

именно в периоды активной дегазации. Биогенная теория Абиогенная теория Сильные 1. Длительное наличие жизни на Земле, большое количество био-1. Подтверждённое наличие дегазационных процессов на стороны массы, постоянно принимающей участие в различных жизнен-Земле. 2. Широкое присутствие простейших углеводородов на 2. Подробное, но не подтверждённое физическими эксперименпланетах солнечной системы. тами аргументирование физико-химических преобразований 3. Возможность объяснения залежей УВ в «нестандартных» для органической теории глубинных и температурорганического вещества в нефть в пластовых условиях. 3. Удовлетворительные результаты поисково-разведочных работ ных условиях. 4. Возможность объяснения существования гигантских гана нефть и газ на протяжении более 100 лет. 4. Хорошая сопоставимость химических спектров целого ряда незовых месторождений. фтей и захоронённого ОВ (органического вещества) и химиче-5. Возможность объяснения месторождений в породах ских спектров живой материи, наличие биомаркеров в УВ. кристаллического фундамента. 5. Доказанная возможность экспериментального получения огра-6. Возможность получения синтетических соединений ниченного количества углеводородов из органического вещеблизких к нефтям из неорганических веществ (в малых ства в лабораторных условиях. объёмах и при ограниченных условиях). 6. Большое количество открытых месторождений УВ на глубинах, 7. Возможность объяснения восполнения запасов отдельсоответствующих положениям теории. ных месторождений и залежей Слабые 1. Невозможность объяснения наличия гигантских и сверхги-1. Слабое подтверждение возможности формирования и стороны гантских залежей и месторождений в некоторых нефтегазовых соединений в условиях температур свыше 300°C. 2. Затруднения с объяснением широкого разнообразия типов ненефти открытых на сверхбольших глубинах.

- фтей в пределах одних и тех же зон нефтегазонакопления.
- 3. Затруднения с объяснением наличия залежей УВ в породах фундамента.
- 4. Затруднения в объяснении наличия нефти вне пределов «зон образования» (малые глубины, сверх большие глубины, «холодный» разрез).
- 5. Затруднения с убедительным моделированием образования значительных количеств нефти из ОВ и дальнейшей фильтрации нефти из материнских пород в коллекторы.
- 6. Проблематичность с объяснением образования нефти в ракурсе изменения степени энтропии ОВ вещества.

- сохранения больших количеств нефти или сложных УВ
- 2. Относительно небольшое количество месторождений
- 3. Затруднения с объяснением широкого разнообразия типов нефтей в пределах одних и тех же зон нефтегазонакопления и общего разнообразия нефтей в мире.
- 4. Проблемы с объяснением «избирательного» местоположения нефтегазоносных бассейнов.
- 5. Затруднения с объяснениями наличия гигантских и сверхгигантских залежей и месторождений в некоторых нефтегазовых бассейнах.
- 6. Непринятие в учёт огромной биомассы Земли и её круговорота.
- 7. Отсутствие широкого масштаба нефтепроявлений в тектонически активных зонах мирового океана.
- 8. Проблематичность с объяснением образования нефти в аспекте изменения степени энтропии ОВ вещества.
- 9. Незначительное количество нефтепроявлений в акватории мирового океана и в зонах срединно-океанических хребтов.

микроорганизмов в древнейших породах совпадают по времени с информацией о появлении воды на Земле. Чуть раньше, чем 4 млрд лет назад, первые осадочные протобассейны уже имели водные системы на значительной глубине. В условиях начальных фаз дегазации Земли именно первичные породы, залегающие на достаточно безопасной глубине, имеющие пустотность различных видов (поры, трещины, каверны), и заполненные горячими водными рассолами, имели всё необходимое для формирования мономеров и полимеров, используя глубинные потоки простейших органических веществ (H, CO₂, CH₄, C₂H₆), дегазируемых из только-что сформировавшихся, а возможно из формируемых ядра и мантии планеты.

Р. Хейзен [19] считает, что наиболее благоприятные условия для развития сложных молекул могли существовать именно на контактах водной среды с горными породами. Определённые типы молекул проявляли свойство наилучшего «прилипания» к стенкам пористого пространства, что давало им лучший шанс на обменные ионно-электронные процессы.

Пористое пространство первичных пород, через которое мигрировали глубинные дегазационные потоки, имело, кроме того, все необходимые для формирования жизни элементы: водород, кислород, азот, фосфор, серу. Такие условия могли способствовать и ионному, и катионному обмену первичных соединений и стать основой для дальнейшего развития механизма появления полимеров и коацерватов, а в дальнейшем способствовали появлению мембран, генетического кода и других атрибутов РНК жизни. Это могло происходить только в условиях стабильности, которую могли обеспечить достаточные глубины залегания пластов с приемлемой температурой и постоянным подтоком питательных глубинных газов. Кроме того, дальнейшее распространение жизни вверх вместе с исходящими потоками термальных вод выглядит вполне осуществимым.

Сообщества микроорганизмов могли мигрировать в процессе своего развития как вверх, мутируя и генерируя новые

формы и виды жизни, так и вниз, одновременно с погружением осадочных пород. При этом, приспосабливаясь к новым видам химического обмена с поступающими из глубин водородом, метаном и углекислотой, несущими все необходимые для такого обмена микроэлементы будущей нефти: никель, ванадий, марганец, хром, магний, железо, серу, мышьяк, ртуть, радиоактивные элементы и т.д. В периоды ослабления или прекращения подтока питательных организмов археи и бактерии приобрели свойство впадения в многолетний анабиоз, возобновляя свою деятельность в периоды активизации дегазационных процессов.

Вопросы, связанные с деятельностью глубинных микробных сообществ, рассматривались в работах большой группы отечественных исследователей [1, 2, 6, 11, 13, 18 и др.]. Ещё в конце XIX века С.Н. Виноградский открыл хемосинтез как способ автотрофного питания, «автотрофную живую систему, выполняющую важную роль в геохимических процессах земной коры» [4], в котором источником энергии для синтеза органических веществ из CO₂ служат реакции окисления неорганических соединений.

Последние несколько десятилетий развиваются идеи о роли бактериальной деятельности в трансформации дегазационных флюидов в углеводородные соединения, основываясь на данных по изотопному составу углерода и водорода в углеводородных газах, а также на основе анализа изотопного состава углерода в различных изопреноидных хемофоссилиях.

Детальную модель подземной биосферы предложил М.Ю. Чудецкий [13], обосновав участие микроорганизмов в обогащении формирующихся нефтегазовых месторождений комплексами специфических органических соединений (хемофоссилий). При этом ультратермофильные архебактерии, благодаря устойчивости к высоким температурам, участвуют в трансформации углеводородно- водных флюидов в различные варианты изопреноидных соединений на глубинах до нескольких

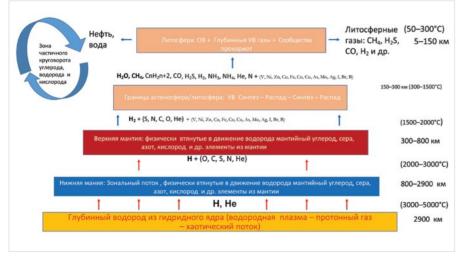
километров. Автор отмечает, что в разрезах многопластовых месторождений по изопреноидным хемофоссилиям снизу-вверх может прослеживаться последовательная смена бактериальных сообществ - от глубинных (от 150°С и более гипертермофильных-архебактериальных до 65°С — ультратермофильных-, архебактериальных) к малоглубинным (мезотермофильных — от 40 до 65°С — зу-, архебактериальных). В работе отмечается важная роль никелевых порфиринов, поскольку аналогичные молекулы играют ключевую роль в архебактериях, генерирующих метан за счет потребления Н, и СО,.

В своих работах М.Ю. Чудецкий [13] анализирует происхождение нескольких видов биомаркеров. Приводятся обоснованные аргументы о бактериальном происхождении цепочечных (ациклических) и полициклических изопреноидов нефти. Отношение концентраций петропорфиринов к концентрациям линейных изопреноидных углеводородов в нефтях сходно с отношением концентраций этих соединений в биомассе архебактерий.

В ИПНГ РАН выполнены интересные исследования по прикладной металлогении. В своей работе С.А. Пунанова [12] отмечает унаследованность «биогенных» элементов нефтей от живого вещества (V, Ni, Zn, Cu, Fe, Co, Cu, As, Mo, Ag, I, Br, B), подчёркивая, что именно биогенный комплекс элементов, отличный от состава вмещающих пород и магматических эманаций, является доминирующим и парагенетически связанным в нефтях и организмах, формируя изначально микроэлементный тип нефти — ванадиевый или никелевый. И таким образом обосновывается биогенное происхождение исходного ОВ. Данные результаты могут свидетельствовать и о бактериогенном происхождении комплекса микроэлементов в нефтях, т.к. именно эти микроэлементы являются частью благоприятной среды для обменных энергетических реакций микроорганизмов в условиях интенсивных дегазационных потоков, несущих широкую гамму глубинных энергопроизводящих веществ.

Результаты вышеперечисленных исследований дают набросок многоаспектной картины жизнедеятельности микроорганизмов в недрах литосферы, сценарии распространения прокариот в осадочных бассейнах и фундаменте, возможной последовательной смены сообществ микроорганизмов в процессе изменения условий питательной среды. Подобные исследования особенно важны для прояснения возможных механизмов генерации УВ, учитывая то, что исследуются в первую очередь микроорганизмы, продуцирующие именно липиды. Очевидно, что основным лимитирующим фактором распространения жизни в глубь литосферы является температура. Самой нижней границей возможного существования микроорганизмов являются глубины образования ювенильных вод.

Реакции образования воды с участием водорода и двуокиси углерода могут происходить на значительных глубинах с температурами более 800°C. Равновесие подобных реакций сдвигается влево или



 $Puc.\ 1- Водородно-углеродная\ дегазация:\ ядро-мантия-астеносфера-литосфера$

Fig. 1-Hydrocarbon degassing: core-mantle-asthenosphere-lithosphere

вправо при температуре около 830°С. Существуют архебактерии, способные за счёт окисления СО получать необходимую им для жизни энергию. Многие виды архей принимают участие в процессах восстановления углекислого газа до метана. Можно предполагать, что уже в зонах формирования воды и выше по разрезу, при наличии потока глубинных газов возможно многоступенчатое, возвратное и итеративное развитие различных обменных реакций с участием микроорганизмов.

Метан и этан являются достаточно широко распространёнными соединениями в Солнечной системе и присутствуют в различном количестве в атмосферах Сатурна и Титана, Марса, Урана, Нептуна, Плутона, в меньшей степени Юпитера. Таким образом, возможность неорганического происхождения метана и этана на почти всех планетах нашей системы полностью обоснована. В этом смысле Земля не должна являться исключением. Сложные УВ (сложнее метана и этана) в Солнечной системе, за исключением Земли, в настоящее время, хотя и широко зафиксированы, однако в крайне малых количествах. Основным механизмом формирования сложных УВ в космосе считается распад метана и синтез УВ под воздействием солнечной радиации.

Ювенильные воды и метан являются одними из первых продуктов водородной и углекислотной дегазации.

Формирование метана и воды происходит, вероятно, на границе астеносферы и литосферы. Далее дегазационный поток, состоящий из смеси ювенильной воды, метана, углекислоты, водорода, гелия и широкой гаммы микроэлементов, движется по системам трещин к поверхности. Разнообразные химические превращения и реакции происходят на всём пути движения дегазационных потоков. Ювенильные воды постоянно пополняют пластовые гидросистемы и водные бассейны. Для формирования сложных углеводородов (имеются в виду любые углеводороды, кроме метана и этана) важными являются зоны дегазации, действующие в границах или по близости к бассейнам осадочных пород, или пористых и/или трещиноватых зон фундамента. Это связано с тем, что в пористой среде пород существует пространство, идеальное для существования микроорганизмов. Многочисленные новые данные подтверждают, что в литосфере прокариоты существуют от фундамента и по всему осадочному разрезу до поверхности.

Именно зоны глубинной дегазации могут создавать условия для развития на различных глубинах метан и водород поглошающих бактерий и других микроорганизмов, предоставляя им долговременную благоприятную температуру и питательную среду. Нефть может, с высокой степенью вероятности, являться продуктом симбиозной деятельности различных видов и поколений таких микроорганизмов. Существует целый ряд бассейнов, где генезис углеводородов имеет явно смешанный характер. «Смешанный», в плане наличия нефтей, образованных, в основном, за счёт переработки ОВ вещества осадочных пород и нефтей, имеющих иное основное происхождение. Мутации микроорганизмов и разнообразие их сообществ, принимающих участие в переработке углекислоты. серы, водорода и метана, могут объяснять значительную широту этого разнообразия. Именно это положение позволяет объяснить одновременное разнообразие нефтей различных типов и свойств в пределах одной и той же зоны нефтенакопления, что является обычным для большого количества нефтегазоносных бассейнов. Например, бассейны Персидского залива или Западной Сибири. Кроме того, находит логическое объяснение наличие некоторых залежей жидких углеводородов в породах фундамента.

Предварительные выводы:

- 1. Происхождение углеводородов на Земле имеет многовариантный характер, включая биогенный, абиогенный и смешанный генезис.
- Генезис большинства гигантских газовых и газоконденсатных месторождений, с большой степенью вероятности, имеет абиогенный, глубинный характер. В то же самое время, при образовании многих газовых месторождений определённую роль играет ОВ осадочных пород, а также глубинные микроорганизмы.

Наличие залежей газа со значительными концентрациями изотопно-легкого метана может быть связано с метаболической деятельностью различных архебактериальных сообществ, генерирующих метан за счет потребления водорода и углекислоты. Глубинный метан является питательной средой для метан поглощающих бактерий, сообщества которых формируют условия для переработки метана в присутствии разнообразных катализаторов в нефтяные и конденсатные залежи. Подобный сценарий развития событий может объяснить широкое распространение соседствующих между собой крупных и гигантских зон газо- и нефтенакопления. В таких случаях, при определённых условиях, уникальные газовые залежи абиотического происхождения — это то, что микроорганизмы не смогли осилить в зонах газовой дегазации. Наличие в залежах газа сероводорода, включая некоторые крупнейшие газовые месторождения, связано с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий, которые используют кислород сульфатных ионов для окисления углеводородов, при этом в качестве побочного

3. Значительная часть мелких, средних и крупных нефтяных месторождений формируется под воздействием различных обстановок физико-химического взаимодействия углерода, водорода, серы и других элементов нефти разного генезиса и в комбинации с различными термобарическими и каталитическими условиями. В определённых широко распространённых условиях органическое вещество осадочных пород активно вовлекается в процесс деградации, а затем в процесс нефтеобразования и одновременно служит питательной средой для различных сообществ микроорганизмов, которые в дальнейшем могут мутировать и перерождаться в новые виды, переключающиеся на эндогенные варианты химической энергии (водород, метан. СО), и становиться самостоятельным источником новых углеводородных соединений. Некоторые залежи нефти в породах кристаллического фундамента могут иметь происхождение, связанное с деятельностью микроорганизмов.

продукта образуется сероводород.

4. Гигантские и уникальные месторождения нефти ассоциированы с долговременными зонами глубинной дегазации Земли, в которых, в свою очередь, возникают очаги развития в литосфере сообществ прокариот, питающихся продуктами глубинной дегазации. Формирование гигантских нефтяных месторождений происходит циклами в периоды активизации дегазационных процессов и быстрого выстраивания природных цепочек микроорганизмов, перерабатывающих глубинные водород, метан, углекислый газ, серу в водной среде, насыщенной глубинными элементами — катализаторами ионно-электронных обменных реакций. Вероятно, поэтому многие гигантские зоны нефтенакопления соседствуют с крупными и гигантскими газовыми залежами или являются их оторочками. По указанным выше причинам, и в связи с

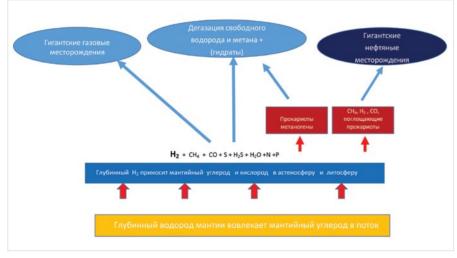


Рис. 2— Вероятная роль «бактериогенного» фактора в формировании крупных и гигантских нефтяных, газовых и газогидратных месторождений

Fig. 2 — Probable role of "bacteriogenic" factor in formation of big and giant oil, gas and gas hydrate fields

большим разнообразием как вариантов интеграции различных термофильных прокариотных сообществ, так и в связи с меняющимся составом глубинных газов и различных дегазационных циклов, нефти одних и тех же крупных зон генерации могут существенно отличаться друг от друга по различным критериям (по химическому составу, плотности и т.д.).

Технические возможности для изучения термофильных и ультратермофильных микроорганизмов пока ограничены. Многие микроорганизмы, существующие в пластовых условиях высоких температур и аномальных давлений, вероятно, физически разрушаются при подъёме проб на поверхность, позволяя исследователям иметь дело лишь со своими следами и биомаркерами, а большинство бактериогенных нефтяных залежей представляют собой готовый продукт уже несуществующих поколений микроорганизмов.

В квантовой физике для объяснения процесса обретения массы элементарными частицами необходимо было предсказание существования бозона Хиггса — частицы. благодаря которой остальные элементарные частицы обретают массу. Возможно, в нефтегазовой геологии вопрос происхождения нефти требует логического принятия факта недостающего звена в процессах глубинного синтеза УВ. Одним из наиболее вероятных объяснений природы такого недостающего звена является принятие в учёт ранее недооценённой роли много-милионнолетней эволюции и деятельности глубинных природных и последовательно распространённых по разрезу семейств микроорганизмов, развиваюшихся в благотворных условиях дегазационных потоков Земли, конечным продуктом существования которых, вероятно, являются сложные УВ.

Принятие во внимание роли бактериогенного фактора в формировании зон нефтегазонакопления позволит по-новому оценивать перспективы нефтегазоносности различных территорий и акваторий, а также совершенствовать методологию поисковых работ и процесс моделирования нефтегазовых бассейнов.

Итоги

В статье, с использованием последних данных палеонтологии и микробиологии, на

базе доктрины глобальной дегазации Земли обосновывается взгляд на доминирующее глубинное абиотическое происхождение крупных газовых месторождений, смешанный характер формирования нефтяных месторождений и возможную существенную роль бактериогенного фактора в происхождении гигантских нефтяных месторождений.

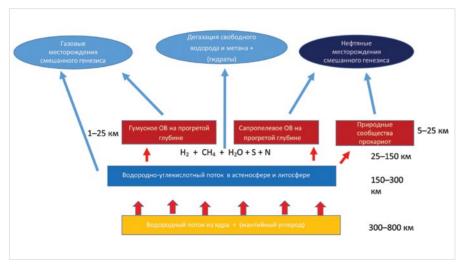
Выводы

С учётом всего вышесказанного, аспект роли глубинных микроорганизмов в происхождении нефти является дискуссионным, требует дальнейшего всестороннего изучения, и, по мере накопления данных, может позволить переосмыслить вклад бактериогенного фактора в процессы генерации и аккумуляции нефти, включая вопросы формирования гигантских и уникальных месторождений, а также происхождение нефтяных месторождений в кристаллическом фундаменте.

Список литературы

- 1. Бонч-Осмоловская Е.А. Новые термофильные прокариоты // Природа. 2013. №9. С. 34–41.
- 2. Бонч-Осмоловская Е.А Активность микробиологических процессов в высокотемпературных подземных экосистемах. 2011. Режим доступа: http://unnatural.ru/underground-ecosystem
- 3. Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: Геос, 2006. С. 14–22.
- 4. Вернадский В.И. Живое вещество. М.: Наука, 1978. 358 с.
- Дмитриевский А.Н. Теоретические основы и механизмы формирования энергоактивных и флюидонасыщенных зон Земли. М.: Геос, 2011
- 6. Заварзин Г.А., Колотилова Н.Н. Введение в природоведческую микробиологию. М.: Книжный дом Университет, 2001. 256 с.
- 7. Ларин В.Н. Наша Земля (Происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли). М.: Агар, 2005. 248 с.
- 8. Ларин В.Н. Земля, которую я представил на суд публике, ещё очень непривычна

- нам // Пражский Телеграф. 2017. №4. Режим доступа: http://ptel.cz/2014/01/ vladimir-nikolaevich-larin-zemlya-kotoruyu-ya-predstavil-na-sud-publike-eshhyo-ochen-neprivychna-nam/
- Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и происхождение углеводородов // Бюллетень МОИП. Геологический отдел. 1985 Т. 60. № 6. С. 3–18.
- 10. Никитин М. Происхождение жизни. От туманности до клетки. М.: Альпинанон-фикшн, 2016, 542 с.
- 11. Оборин А.А., Рубинштейн Л.М., Хмурчик В.Т., Чурилова Н.С. Концепция организованности подземной биосферы. Екатеринбург: УрО РАН, 2004. 148 с.
- 12. Пунанова С.А. Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью. М.: Научная библиотека диссертаций и авторефератов, 2017. 287 с.
- 13. Чудецкий М.Ю. Индикаторы бактериального участия в процессах формирования скоплений углеводородов. М.: Научная библиотека диссертаций и авторефератов, 2004. 112 с.
- 14. Шевченко И.В. Изучение распределения концентраций водорода в осадочном чехле юго-западной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №6 (45). С. 30-32.
- Шевченко И.В. О восполнении запасов УВ // Экспозиция Нефть Газ. 2017.
 №2 (55). С. 28–33.
- 16. Gold T., Soter S. The deep earth gas hypothesis // Scientific American, 1980, issue 242 (6), pp. 155–161.
- 17. Gold T., Soter S. Abiogenic methane and the origin of petroleum // Energy Exploration & Exploitation, 1982, issue 1 (2), pp. 89–104.
- Blumenberg M., Krüger M., Nauhaus K., Talbot H.M. and oth. Biosynthesis of hopanoids by sulfate-reducing bacteria (genus Desulfovibrio) // Environmental microbiology, 2006, Vol. 8, issue 7, pp. 1220-1227.
- Хейзен Р. История Земли. От звездной пыли к живой планете. Первые 4 500 000 000 лет. Москва: Альпина нон-фикшн, 2017. 352 с.
- 20.Lane N. Oxygen: the molecule that made the World. Oxford: Oxford University Press, 2002. 384 p.
- 21. Nielsen P. and oth. Characterization of thermophilic consortia from two souring oil reservoirs // Environmental Microbiology. 1996, Vol. 62, issue 9, pp. 3083–3087.
- 22. Pedersen K. The deep subterranean biosphere // Earth Science Review, 1993, Vol. 34, issue 4, pp. 243–260.
- 23. Whitman W.B., Coleman D.C., Wiebe W.J. Prokaryotes: The unseen majority // PNAS. 1998. Vol. 95, pp. 6578-6583.
- 24. Уорд П., Киршвинк Дж. Новая история происхождения жизни на Земле. Санкт-Петербург: Питер, 2016. 464 с.
- Falkowski P.G. Life's engines: how microbes made earth habitable (science essentials). Princeton University Press: 2015, 256 p.



Puc. 3 — Образование смешанных зон нефе-газо-накопления Fig. 3 — Formation of mixed petroleum accumulation zones

ENGLISH GEOLOGY

Earth degassing, elementary life forms and hydrocarbons

UDC 551

Author:

Igor V. Shevchenko — Ph.D., technical director; <u>ivshevch@dol.ru</u>

Management Company "Corsarneft", Moscow, Russian Federation

Abstract

Despite longstanding debates on origin of hydrocarbons, theories keep coming. The author of the paper presents his view on the role of microorganisms in petroleum formation with respect to deep planetary degassing. Not only does such approach somewhat help to compensate for weak points and shortcomings of both organic and inorganic theories, but It also fills their gaps and enables to draw one's own conclusion. Interesting microbiology studies of recent years have allowed geologists to differently tackle the issues of elementary life forms, their relation with development of Earth's atmosphere and lithosphere and potential impact on formation of hydrocarbons.

Materials and methods

The paper features a brief account of author's ideas on the subject. The judgement is based on the study of scholarly articles of Russian and foreign researchers.

Results

With due account for recent findings in paleontology and microbiology and in the light of global Earth degassing doctrine, the paper substantiates views on prevailing abiogenic origin of large gas deposits, mixed nature of formation of oil deposits and potentially significant role of bacteriogenic factor in formation of giant oil deposits.

Conclusions

That being said, the role of deep subsurface microorganisms in formation of oil appears to be debatable and requires further in-depth study. Continuous accumulation of relevant data may help to reconsider the aspect of contribution of bacteriogenic factor to formation and accumulation of oil, including giant and unique deposits, and formation of hydrocarbons in crystalline basement.

Keywords

origin of hydrocarbons, microorganisms, global Earth degassing

References

- 1. Bonch-Osmolovskaya E.A. *Novye termofil'nye prokarioty* [New thermophilous procaryotes]. *Priroda*, 2013, issue 9, pp. 34–41.
- 2. Bonch-Osmolovskaya E.A, Aktivnost'
 mikrobiologicheskikh protsessov v
 vysokotemperaturnykh podzemnykh
 ekosistemakh [Activity of microbiological
 processes in high-temperature underground
 ecosystems]. 2011. Available at: http://
 unnatural.ru/underground-ecosystem
- 3. Valyaev B.M. Problema genezisa neftegazovykh mestorozhdeniy: teoreticheskie aspekty i prakticheskaya znachimost' [The problem of the genesis of oil and gas deposits: theoretical aspects and practical significance]. Genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy, Moscow: Geos, 2006, pp. 14–22.
- 4. Vernadskiy V.I. *Zhivoe veshchestvo* [A living substance]. Moscow: *Nauka*, 1978, 358 p.
- 5. Dmitrievskiy A.N. *Teoreticheskie osnovy i mekhanizmy formirovaniya energoaktivnykh i flyuidonasyshchennykh zon Zemli* [Theoretical foundations and mechanisms of formation and fluid-energy active zones of the Earth]. Moscow: *Geos*, 2011.
- Zavarzin G.A., Kolotilova N.N. Vvedenie v prirodovedcheskuyu mikrobiologiyu [Introduction to natural history of microbiology] Moscow: Knizhnyy dom Universitet, 2001, 256 p.
- Larin V.N. Nasha Zemlya (Proiskhozhdenie, sostav, stroenie i razvitie iznachal'no gidridnoy Zemli) [Our Earth (Genesis, composition, structure and development of original hydride Earth]. Moscow: Agar, 2005, 248 p.
- 8. Larin V.N. Zemlya, kotoruyu ya predstavil na sud publike, eshche ochen' neprivychna nam [The land I submitted to the public is still very unusual for us]. Prazhskiy Telegraf, 2017, issue 4. Available at: http://ptel.

- cz/2014/01/vladimir-nikolaevich-larinzemlya-kotoruyu-ya-predstavil-na-sudpublike-eshhyo-ochen-neprivychna-nam/
- 9. Kropotkin P.N. *Degazatsiya Zemli i* proiskhozhdenie uglevodorodov [Degassing of the Earth and the origin of the hydrocarbons]. Bulletin of Moscow Society of Naturalists, Geological series, 1985, Vol. 60, issue 6, pp. 3–18.
- 10. Nikitin M. *Proiskhozhdenie zhizni. Ot* tumannosti do kletki [Origin of life. From the nebula to the cell]. Moscow: *Al'pina-non-fikshn*, 2016, 542 p.
- 11. Oborin A.A., Rubinshteyn L.M., Khmurchik V.T., Churilova N.S. Kontseptsiya organizovannosti podzemnoy biosfery [The concept of the organization of the underground biosphere]. Ekaterinburg: UrO RAN, 2004, 148 p.
- 12. Punanova S.A. *Mikroelementy naftidov v protsesse ontogeneza uglevodorodov v svyazi s neftegazonosnost'yu*[Microelements naftides in the process of ontogeny of hydrocarbons in connection with oil and gas content]. Moscow:
 Scientific library of dissertations and author's abstracts, 2017, 287 p.
- 13. Chudetskiy M.Yu. Indikatory bakterial'nogo uchastiya v protsessakh formirovaniya skopleniy uglevodorodov [Indicators of bacterial involvement in the formation of hydrocarbon accumulations]. Moscow: Scientific library of dissertations and author's abstracts, 2004, 112 p.
- 14. Shevchenko I.V. «The study of the hydrogen concentration structure in the sedimentary cover of the south-western part of the Volga-Ural oil and gas province». Exposition Oil Gas, 2015, issue 6 (45), pp. 30–32.
- 15. Shevchenko I.V. Izuchenie raspredeleniya kontsentratsiy vodoroda v osadochnom chekhle yugo-zapadnoy chasti Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy

- provintsii [Recruitment rate of hydrocarbon reserves]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 2 (55), pp. 28–33.
- 16. Gold T., Soter S. The deep earth gas hypothesis // Scientific American, 1980, issue 242 (6), pp. 155–161.
- 17. Gold T., Soter S. Abiogenic methane and the origin of petroleum // Energy Exploration & Exploitation, 1982, issue 1 (2), pp. 89–104.
- 18. Blumenberg M., Krüger M., Nauhaus K., Talbot H.M. and oth. Biosynthesis of hopanoids by sulfate-reducing bacteria (genus Desulfovibrio) // Environmental microbiology, 2006, Vol. 8, issue 7, pp. 1220-1227.
- 19. Kheyzen R. *Istoriya Zemli. Ot zvezdnoy* pyli k zhivoy planete. Pervye 4 500 000 000 let [The story of Earth: the first 4.5 billion years, from stardust to living planet]. Moscow: Al'pina non-fikshn, 2017, 352 p.
- 20. Lane N. Oxygen: the molecule that made the World. Oxford: Oxford University Press, 2002. 384 p.
- 21. Nielsen P. and oth. Characterization of thermophilic consortia from two souring oil reservoirs // Environmental Microbiology. 1996, Vol. 62, issue 9, pp. 3083–3087.
- 22. Pedersen K. The deep subterranean biosphere // Earth Science Review, 1993, Vol. 34, issue 4, pp. 243–260.
- Whitman W.B., Coleman D.C., Wiebe W.J. Prokaryotes: The unseen majority // PNAS. 1998. Vol. 95, pp. 6578-6583.
- 24. Uord P., Kirshvink Dzh. *Novaya istoriya* proiskhozhdeniya zhizni na Zemle [The new history of life as we do not know it]. St. Petersburg: *Piter*, 2016, 464 p.
- Falkowski P.G. Life's engines: how microbes made earth habitable (science essentials). Princeton University Press: 2015, 256 p.

ГЕОЛОГИЯУДК 550.834+553.98(571.1)

Влияние позднекиммерийской складчатости на стратификацию ранненеокомских отложений Западной Сибири

А.А. Нежданов

д.г.-м.н., заместитель начальника¹ a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru

С.Ф. Кулагина

ведущий геофизик²

Е.В. Герасимова

ведущий геолог³

e.gerasimova@ggr.gazprom.ru

¹Инженерно-технический центр (ИТЦ) ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

²ЦРНП ХМАО им. В.И. Шпильмана, Тюмень, Россия

³000 «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

В статье рассмотрены закономерности изменения толщин отложений берриасанижнего валанжина Западной Сибири. Установлены зоны их увеличения, связанные с палеопрогибами позднекиммерийского заложения. Наличие таких прогибов стало ключевым для познания закономерностей неокомского осадконакопления. Это позволило обосновать разновозрастность ачимовской толщи (глубоководных неокомских песчаных накоплений) и еще раз подтвердить правомерность клиноформной модели строения неокома Западной Сибири.

Материалы и методы

Использованы данные сейсморазведочных работ МОВ ОГТ — от региональных до высокоплотных, 3D, обработанные с использованием современных программно-технических комплексов, скважинная информация, приемы сейсмостратиграфического анализа.

Ключевые слова

Западная Сибирь, геотектоника, сейсмостратиграфия, стратиграфия неокома, ачимовская толща, нефть и газ

К настоящему времени почти всем известно, что неоком в Западно-Сибирском бассейне (ЗСБ) имеет клиноформное строение. Эти клиноформы хорошо видны на сейсмических разрезах МОГТ (например, рис. 2, 4, 5 — это наклонные отражающие горизонты (ОГ), расположенные выше ОГ Б), полтверждены они и скважинной корреляцией [1]. По биостратиграфическим данным установлено. что неокомские шельфовые пласты омолаживаются в направлении к центру седиментационного бассейна [2], что подтверждает клиноформную модель (КМ) неокома. Однако возраст ачимовской толщи (т.е. глубоководных песчано-алевритовых накоплений, залегающих у подножья неокомских шельфовых террас ЗСБ), принятый в региональной стратиграфической схеме (РСС) неокома ЗСБ 2004 г. [2], в диапазоне берриасса-раннего валанжина, никак не укладывается в КМ. Согласно ей, ачимовская толща должна иметь на востоке берриасский возраст, а западнее, у осевой линии неокомского бассейна — готеривский и барремский возраст.

Однако над баженовской свитой в центральной части бассейна также обнаружены аммониты берриаса (например, на Приобском и соседних с ним месторождениях), хотя там ачимовская толша должна иметь готеривский возраст. Из-за этих аммонитов (отметим, что они обнаружены в глинах) считается, что строение неокома противоречит КМ. Поэтому ачимовская толща в РСС 2004 г. [2] показана по всему ЗСБ одновозрастной, берриас-ранневаланжинской, хотя на том же Приобском месторождении в ачимовских по сути песчано-алевритовых пластах, только залегающих несколько выше над баженовской свитой, чем обычно, найдены десятки готеривских аммонитов семейства Speetoniceras.

берриас-ранневаланжинский возраст слоев глин нал баженовской свитой в центральной части неокомского бассейна считается противоречащим КМ неокома? Дело в том, что из-за наличия в Приуральской части бассейна тутлеймской свиты. в которой верхняя часть битуминозных слоев «проходит» в валанжин, считается, что неокомские терригенные отложения в глубоководных и максимально удаленных от источников сноса областях должны быть представлены глинисто-битуминозными осадками. Однако этот вывод умозрительный, он не следует из КМ неокома, а ее автор А.Л. Наумов так не считал. Тем не менее, если ачимовские или аналогичные им по условиям формирования осадки на Приобском месторождении готеривские, то и подстилающие их глины, скорее всего, должны быть готеривскими. Этот вывод логичен, если считать, что в берриасе-раннем валанжине никаких тектонических движений не было, и в удаленных от восточно-сибирского и уральского источников сноса областях осадков этого возраста не накапливалось вообще, либо их толщины были

символичными — максимум первые метры.

Нами установлено, что это не так. Современные материалы сейсморазведки МОГТ 2D и 3D позволили выявить широкое распространение ранненеокомских (берриас-ранневаланжинских) глинистых и глинисто-битуминозных отложений довольно большой толщины (до 300 м) не только на северо-востоке бассейна, где они входят в состав выделенной В.И. Кислухиным гольчихинской свиты позднеюрско-ранненеокомского возраста [3], но и в других районах бассейна, в частности, в зоне, протягивающейся субмеридионально по центрально-западной части бассейна параллельно Палеоуралу (рис. 1).

Эта зона выделена по региональным сейсмическим разрезам и материалам площадных съемок МОГТ по характерным «раздувам» временных толщин над ОГ Б, по появлению дополнительных высокоамплитудных осей синфазности, которые подчеркивают чечевицеобразную, выпуклую кверху форму осадочных тел в сечении (рис. 2, 3).

По керну глубоких скважин, вскрывающих эти отложения, установлено, что они сложены в разной степени битуминозными темно-серыми и черными слабо алевритистыми морскими глинами. По находкам фауны аммонитов на Западно-Яроттинской площади, комплексам фораминифер и по положению в разрезе возраст этих пород датируется берриасом-ранним валанжином. Фактически, описываемая зона имеет значительно большую ширину; на рис. 1 показаны ее контуры, выделенные только по материалам регионального сейсмического профилирования. Так. на РП 25, проходящем через южную часть Медвежьего вала, ширина этой зоны превышает 250 км (рис. 2).

Повышенные толщины этих отложений связаны с позднекиммерийской фазой складчатости, которая является в 3С слабо изученной, хотя и имеет большое значение для познания строения и распространения позднеюрских и неокомских отложений, а также прогноза их нефтегазоносности. Киммерийская (мезозойская) складчатость включает две фазы: раннекиммерийскую, происходившую в триасе и ранней юре, и позднекиммерийскую, имевшую место в конце юрского — начале мелового периода [4]. Раннекимммерийская фаза в ЗСБ проявилась исключительно активно, с триасовым рифтогенезом связано заложение ЗСБ как седиментационного бассейна и формирование его основных тектонических элементов.

Позднекиммерийская складчатость известна в Усть-Енисейском районе и смежных частях ЗСБ (Большехетская впадина), где она проявилась в образовании Мессояхской гряды — линейной антиклинальной структуры, образовавшейся в неокоме, с размывом в сводовой части юрских и, вероятно, ранненеокомских отложений. Этому воздыманию предшествовала фаза активного прогибания,

благоларя чему в Усть-Енисейском районе сформировалась глинистая (глинисто-битуминозная) гольчихинская свита келловей-берриасского возраста. Ее образование вблизи регионального восточного источника сноса неожиданно, т.к. здесь распространены песчано-глинистые сиговская (келловей-кимеридж) и яновстанская (титон-берриас) свиты. Представляется, что накопление слабоалевритистой гольчихинской глинистой толщи значительной мощности (до 1 км) [2] связано, в первую очередь, с интенсивным конседиментационным прогибанием. Запомним алгоритм позднекиммерийских тектонических движений в Усть-Енисейском районе: прогибание с последующим воздыманием в линейных зонах, с размывом ранее накопившихся осадков в сводах поднятий (эта закономерность была выявлена в Усть-Енисейском районе еще В.Н. Саксом и 3.3. Ронкиной [5]).

В Надымском районе отложения того же возраста (келловей-берриас), также битуминозно-глинистые, были объединены А.А. Неждановым и др. [6], в медвежью толщу. В дальнейшем, при появлении новых скважин, установлено, что из медвежьей толщи можно выделить традиционные верхнеюрские стратоны: абалакскую и баженовскую свиты, только мощности их на коротких расстояниях значительно изменяются. Необычным является залегание на баженовской свите глинисто-битуминозной берриас-валанжинской толщи мощностью от 0 до 300 м. Вот за этой толщей в дальнейшем, в практике геологоразведочных работ, и сохранилось название «медвежь»».

Распространение медвежьей толщи, по данным сейсморазведки МОГТ и бурения, было установлено в западной части ЯНАО, где она протягивается параллельно Уралу и Пай-Хою в Карское море. На Харвутинской и Западно-Шараповской площадях было установлено «несогласное» относительно подстилающих и перекрывающих отложений изменение толщин медвежьей толщи - на поднятиях унаследованного развития, где мошности юры и нижнего мела сокращаются, мощности медвежьей толщи, наоборот, увеличиваются, т.е. налицо тот же довольно необычный алгоритм тектонических позднекиммерийских движений, что и в Усть-Енисейском районе: прогибание на антиклинальных структурах (во время накопления медвежьей толщи) с последующим воздыманием.

В Надымском районе было установлено, что зона распространения медвежьей толши имеет сложную морфологию и большую ширину, в ней выделяется несколько полос увеличения и уменьшения толщин этих отложений с возможным частичным размывом верхней юры на Медвежьем валу (ранее это отмечалось В.И. Кислухиным [7]). Им же, совместно с Н.Х. Кулахметовым и П.Я. Зининберг [8], описываемая зона своеобразного строения верхней юры-берриаса была отмечена на п-ове Ямал как зона распространения нурминской свиты, выделенной указанными авторами. И резкое колебание толщин верхней юры, и появление в разрезе медвежьей толщи переменной мощности, - все это проявления тектонических движений позднекиммерийской фазы.

В южном направлении описываемая зона прослеживается также уверенно, но с уменьшением диапазона колебания толщин как верхней юры, так и берриас-валанжинских слоев (медвежьей толщи). На территории

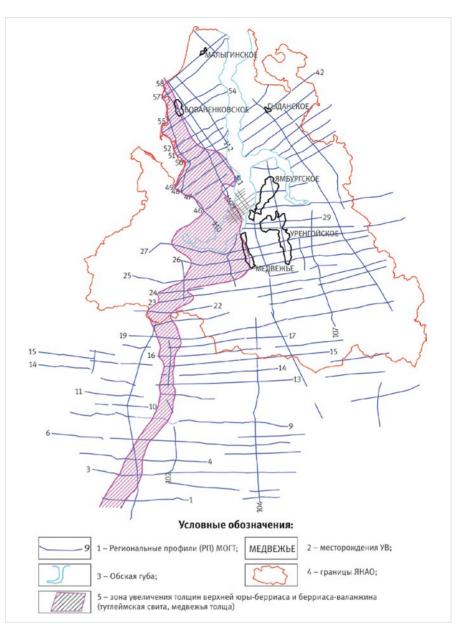


Рис. 1—Зона увеличенных толщин берриас-ранневаланжинских отложений в западной части 3C, выделенная по материалам регионального сейсмопрофилирования

Fig. 1 — Zone of increased thickness of Berriasian-Early Valanginian deposits in the western part of WS identified by regional seismic profiling data

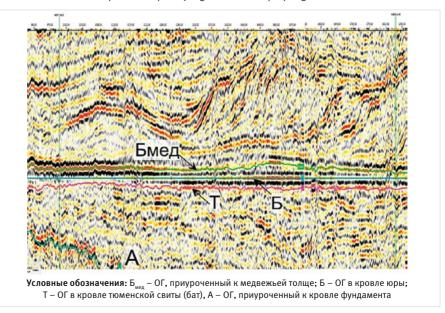


Рис. 2 — Фрагмент временного сейсмического разреза по РП №25, выровненный по ОГ Б Fig. 2 — Fragment of lateral time section No.25 flattened with reference to RH B

ХМАО отложения, которые севернее, на территории ЯНАО, мы выделяем в медвежью толщу, хорошо известны много лет и входят в верхнюю подсвиту тутлеймской свиты (берриас-ранний валанжин). Различия касаются, главным образом, толщин этих стратонов — до 300 м медвежья толща и 15–20 м — верхняя подсвита тутлеймской свиты, а также несколько большая битуминозность последней. В сейсмическом волновом поле развитие тутлеймской свиты подчеркивается появлением дополнительного высокоамплитудного отражающего горизонта Бttl (рис. 4).

Сопоставление зоны распространения тутлеймской свиты (и медвежьей толщи) со строением неокомских клиноформ свидетельствует, что последние ее не контролируют и налегание на баженовскую свиту, например, глубоководных пимских глин не приводит к появлению в разрезе описываемых стратонов (верхней подсвиты тутлеймской свиты и медвежьей толщи). Зоны их

распространения расположены несогласно относительно фациальной зональности неокомских клиноформ.

Прослеживание глинисто-битуминозных берриас-валанжинских слоев выполнено по системе региональных сейсмических профилей на основании увеличения амплитуд и периода верхней предфазы ОГ Б, увеличения амплитуд цуга баженовских отражений. Авторы статьи также обратили внимание на тот факт, что зоны увеличения толщин верхней подсвиты тутлеймской свиты и верхней юры, которые характеризуются увеличением амплитуд и периода ОГ Б, окаймляются зонами ухудшения прослеживания этого ОГ, резким ослаблением его динамики с утерей свойств опорного ОГ. В таких зонах, по данным ГИС, установлено резкое уменьшение толщин верхнеюрских битуминозных отложений, отсутствие глинисто-битуминозных слоев неокомского возраста (рис. 5). Скорее всего, эти зоны связаны с размывом

как берриас-валанжинских, так и (частично) верхнеюрских отложений.

На рисунке следует обратить внимание на вертикальные амплитуды неокомских клиноформ, которые в первом приближении отражают глубину бассейна осадконакопления. В районе скв. 545 (в центре рисунка) эта амплитуда (от ОГ Б) составляет 210 мс, а на запад и восток она возрастает до 240—260 мс, что свидетельствует о существовании палеоподнятия в районе скв. 545, в которой баженовская свита имеет небольшую толщину (всего 15 м), видимо, за счет размыва.

При значительном по площади размыве глинистых берриас-валанжинских отложений возможно и переотложение раковин аммонитов с их залеганием в готеривских отложениях. Рассматриваемая зона имеет еще одну особенность, подмеченную А.Л. Наумовым, - здесь нижняя граница ачимовской толщи занимает аномально высокое гипсометрическое положение относительно кровли баженовской свиты, что установлено на Приобском месторождении. На севере зоны, на Новопортовском месторождении. новопортовская толща, идентичная ачимовской по условиям формирования, в своде поднятия размывает баженовскую свиту, а на его крыльях ложится на медвежью толщу. По мнению А.Л. Наумова (1987), рассматриваемая зона перспективна для формирования литологических ловушек УВ в неокомских отложениях именно за счет воздымания, что приводило к созданию «бокового подпора». удерживающего песчаные наносы. Это подтверждено открытием Приобского нефтяного месторождения с залежами литологического типа, литологических залежей нефти в новопортовской толще Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Главный «стратиграфический» вывод из вышеизложенного: недоучет особенностей тектонического развития отдельных частей ЗСБ в позднекиммерийское время привел к непониманию последующих седиментационных процессов в неокоме. Это вылилось, в конечном итоге, в неприятие КМ неокома РСС 2004 г., которая по этой причине является объективным тормозом на пути научного прогресса.

Хотя в практике геологоразведочных работ разновозрастность ачимовских резервуаров в разных частях бассейна — факт, давно принятый, утверждение ачимовских моделей залежей УВ, например, в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) РФ зачастую становится непреодолимой проблемой именно из-за несоответствия их РСС 2004 г. По нашему мнению, РСС неокома ЗСБ 2004 г. [2] нуждается в исправлении. Ее фрагмент, реально отражающий КМ неокома Широтного Приобья, показан на рис. 6.

Стратиграфическое несогласие между глинисто-битуминозными и более молодыми ачимовскими (преимущественно песчано-алевритовыми) отложениями (косая штриховка на рис. 6) представляет собой диастему (Barell, 1917), — перерыв в осадконакоплении без размыва ранее накопившихся осадков, обычно связанный с низкими скоростями седиментации в глубоководно-морских условиях и дефицитом терригенного материала. Локализация повышенной битуминозности берриаса-раннего валанжина в пределах тектонически активных прогибов свидетельствует об ее эндогенном источнике, что отмечает Г.А. Беленицкая [9].

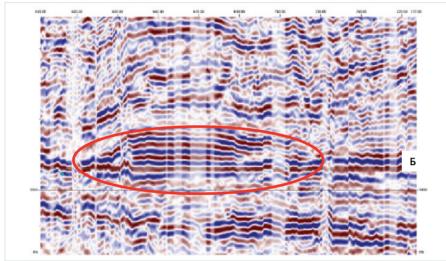
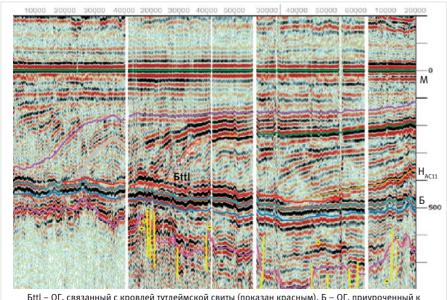


Рис. 3— Фрагмент временного сейсмического разреза по РП 46 (п-ов Ямал), выровненный по ОГ Б (кровля верхней юры). В красном овале— раздув временных толщин, связанный с распространением медвежьей толщи

Fig. 3 — Fragment of lateral time section 46 (Yamal Peninsula) flattened with reference to RH B (Late Jurassic top). Red oval indicates increase of time thickness associated with Medvejie formation occurrence



 $\mathsf{Dttl} - \mathsf{OF}$, связанный с кровлей тутлеймской свиты (показан красным). $\mathsf{D} - \mathsf{OF}$, приуроченный к баженовской свите, $\mathsf{H}_{\mathsf{ACII}} - \mathsf{OF}$, связанный с песчаным пластом AC_II

Рис. 4 — Фрагмент разреза по РП 9, выровненный по ОГ M (anm) Fig. 4 — Fragment of lateral time section 9 flattened with reference to RH M (Aptian)

Итоги

Выполненное авторами сейсмогеологическое изучение особенностей строения и изменения толщин ранненеокомских отложений по площади ЗСБ показало наличие своеобразных тектонических палеоструктур позднекиммериджского заложения, контролирующих эти толщины. Для этих структур характерна сложная история тектонических движений — начальное прогибание, сменившееся в отдельных участках активным воздыманием, которое сопровождалось размывом ранее накопившихся осадков. Анализ размещения таких структур показал, что они группируются в линейную зону, которая протягивается субпараллельно Уральской складчатой системе и ее северному продолжению, к которому относятся Новая Земля и Таймыр [10]. Наличие такой зоны позволяет по-новому интерпретировать некоторые особенности строения неокома ЗСБ.

Выводы

Уточнение закономерностей строения ранненеокомских отложений ЗСБ позволило:

- Более обоснованно выполнять картирование ачимовских глубоководно-морских песчаных отложений неокома и связанных с ними ловушек и залежей УВ по сейсмогеологическим данным.
- Подтвердить клиноформную модель неокома ЗСБ, предложенную А.Л. Наумовым, и в отношении ачимовской толщи, песчаные пласты которой на востоке ЗСБ имеют берриасский возраст, а в центре бассейна и на западе готерив-барремский.
- Наличие тектонически обусловленных прогибов позднекиммерийского заложения, в которых берриас-ранневаланжинские отложения имеют повышенные толщины (до 300 м) и битуминозность, позволяет предполагать эндогенный характер этой битуминозности и связанной с ней редкоземельной минерализации.

Литература

- Онищук Т.М., Наумов А.Л., Векслер Л.А. Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской НГО // Геология нефти и газа. 1977. №6. С. 32–37
- 2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. Новосибирск: СНИИГГиМС. 2004. 114 с.
- 3. Кислухин В.И. Историкогеологический анализ формирования и нефтегазоносность юрско-меловых отложений северных районов Западной Сибири. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Тюмень: ТюмГНГУ. 1999. 43 с.
- 4. Геологический словарь. В трех томах. Издание третье, переработанное и дополненное. СПб: ВСЕГЕИ, 2010. 1352 с.
- 5. Сакс В.Н., Ронкина 3.3. Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. Труды НИИГА. М.: Госгеолтехиздат, 1957. Т. 90. 231 с.
- 6. Нежданов А.А., Герасимова Е.В., Халиулин И.И. Особенности строения верхней юры на северо-западе

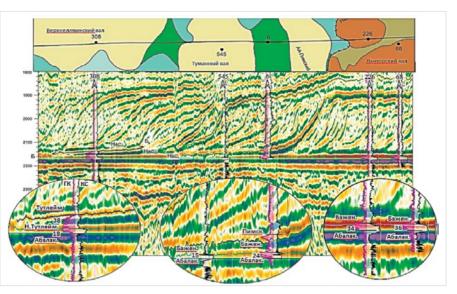


Рис. 5— Волновая картина в интервале развития верхнеюрских-нижнемеловых отложений Фроловской мегавпадины (фрагмент регионального профиля 13). ОГ Б соотносится с кровлей баженовской и нижней подсвиты тутлеймской свит, Бо – кровля тутлеймской свиты, НАС, НАС, НАС, формируются вблизи кровли соответствующих пластов. Линия профиля показана на фоне тектонической карты ЗСБ под ред. В.И. Шпильмана

Fig. 5 — Wave pattern within Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits of the Frolov megadepression (fragment of regional profile 13). RH B corresponds to Bazhenov top and lower subformation of Tutleym, BO is Tutleym formation top, NAS7, NAS10, NBS1 are formed near corresponding strata tops. The profile line is shown against WSB tectonic map, ed. V.I. Shpilman

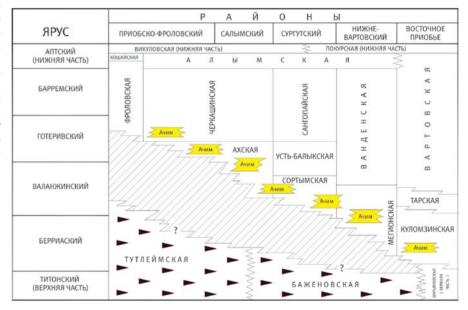


Рис. 6— Фрагменты региональной стратиграфической схемы неокома ЗСБ, реально отражающей клиноформное строение неокома Широтного Приобья (омоложение ачимовской толщи с востока на запад)

Fig. 6 — Fragments of the WSB Neocomian regional stratigraphic scheme reflecting clinoform structure of the Neocomian in Middle Ob area (east to west rejuvenation of Achimov formation)

- Западной Сибири //Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. Новосибирск: НГУ, 2003. С. 127–133.
- 7. Кислухин В.И. Особенности геологического строения юрских отложений в Надымском районе (Западная Сибирь) //Закономерности распространения продуктивных горизонтов в мезозое центральной части Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. С. 50–54.
- 8. Кулахметов Н.Х., Кислухин В.И., Зининберг П.Я. Литолого-фациальное
- районирование верхней юры севера Западной Сибири как оценка основы нефтегазоносности //Геология и оценка нефтегазоносного потенциала Западной Сибири. М.: Наука. 1994. С. 59–72.
- Беленицкая Г. А. Последствия нефтяных катастроф глазами седиментолога // Природа. 2010. №2. С. 25–34.
- 10. Пучков В.Н. Образование Урало-Новоземельского складчатого пояса — результат неравномерной косоориентированной коллизии континентов // Геотектоника. 1996. №3. С. 66-75.

ENGLISH GEOLOGY

The influence of late cimmerian folding upon stratification of early neocomian deposits in West Siberia

UDC 550.834+553.98(571.1)

Authors:

Alexey A. Nezdhanov — Sc. D., deputy head of centre for research LLC¹; <u>a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru</u> **S.F. Kulagina** — leading geophysicist²

Elena V. Gerasimova — leading geologist³; e.gerasimova@ggr.gazprom.ru

 1 Engineering and Technical Center (ETC) LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russian Federation

²V.I. Shpilman Research And Analytical Centre, Tyumen, Russian Federation

³LLC Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The article reviews consistent pattern of thickness variation of Berriasian-Lower Valanginian in West Siberia. The paper specifies expansion zones related to palaeodepressions of Late Cimmerian deposition. The presence of such depressions became crucial in perception of Neocomian sedimentation trends. It resulted in justification of Achimov formation variative ages (deep-sea Neocomian sands) and reiterated validity of Neocomian structure clinoform model for West Siberia.

Materials and methods

Authors employed CDP seismic reflection data — regional to high-density 3D, processed via advanced software and hardware packages along with well records, and sequence stratigraphy analysis practices.

Results

Geoseismic review by the authors of structural features and thickness variation

of Early Neocomian deposits within West Siberian Basin revealed the presence of peculiar tectonic paleostructures of Late Cimmerian deposition affecting said thicknesses. These structures exhibit intricate history of tectonic movements, i.e. initial downwarping to be replaced - in selected areas - by active uplift accompanied by washing-out of earlier sediments. Distribution analysis confirmed that the structures congregate as a linear zone subparallel to the Ural fold system and its northern extension including Novaya Zemlya and Taimyr Peninsula [10]. The existence of such zone gives way to fresh interpretation of certain structural features of Neocomian deposits within West Siberian Basin.

Conclusions

Updating the morphology of Early Neocomian deposits within West Siberian Basin permitted:

• More reasonable mapping of deep-sea

Neocomian sands of Achimov formation and associated traps and reservoirs based on geoseismic data.

- Confirmation of Neocomian structure clinoform model for West Siberia proposed by A.L Naumov validity for Achimov formation whose sand beds in the east of West Siberian Basin are of Berriasian age, while central and western sands are Hauterivian- Barremian.
- Occurrence of tectonic Late Cimmerian depressions with substantial Berriasian-Lower Valanginian deposits (up to 300 m thick) and bitumenosity lead to assume internal generation and related REE.

Keywords

West Siberia, geotectonics, sequence stratigraphy, Neocomian stratigraphy, Achimov formation, oil and gas

References

- Onishchuk T.M., Naumov A.L., Veksler L.A. Korrelyatsiya produktivnykh plastov nizhnego mela v Sredneobskoy NGO [Correlation of productive layers of Lower Cretaceous in Sredneobskoye NGO]. Geologiya nefti i gaza, 1977, issue 6, pp. 32–37.
- Reshenie 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri, Novosibirsk, 2003 g. [Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting to Consider and Adopt Refined Stratigraphic Schemes of the Mesozoic Deposits of Western Siberia, Novosibirsk, 2003]. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2004, 114 p.
- 3. Kislukhin V.I. Istoriko-geologicheskiy analiz formirovaniya i neftegazonosnost' yursko-melovykh otlozheniy severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk [Historical and geological analysis of the formation and oil and gas content of the Jurassic-Cretaceous sediments of the northern regions of Western Siberia].

- The dissertation author's abstract on competition of a scientific degree of the doctor of geologo-mineralogical sciences. Tyumen: *TyumGNGU*, 1999, 43 p.
- 4. Geologicheskiy slovar'. V trekh tomakh. Izdanie tret'e, pererabotannoe i dopolnennoe [Geological dictionary. In three volumes. The third edition, revised and supplemented]. St-Petersburg: VSEGEI, 2010, 1352 p.
- Saks V.N., Ronkina Z.Z. Yurskiye i melovyye otlozheniya Ust'-Yeniseyskoy vpadiny [Jurassic and Cretaceous deposits of the Ust-Yenisei Basin]. Trudy NIIGA, Moscow: Gosgeoltekhizdat, 1957, V. 90, 231 p.
- 6. Nezhdanov A.A., Gerasimova E.V.,
 Khaliulin I.I. Osobennosti stroyeniya
 verkhney yury na severo-zapade
 Zapadnoy Sibiri [Features of the structure
 of the Upper Jurassic in the northwest
 of Western Siberia]. Aktual'nyye
 problemy neftegazonosnykh basseynov.
 Novosibirsk: NGU, 2003, pp. 127–133.
- 7. Kislukhin V.I. Osobennosti
 geologicheskogo stroyeniya yurskikh
 otlozheniy v Nadymskom rayone
 (Zapadnaya Sibir') [Peculiarities
 of the geological structure of the
 Jurassic deposits in the Nadym District

- (Western Siberia)]. Zakonomernosti rasprostraneniya produktivnykh gorizontov v mezozoye tsentral'noy chasti Zapadno-Sibirskoy ravniny. Tyumen': ZapSibNIGNI, 1976, pp. 50–54.
- 8. Kulakhmetov N.Kh., Kislukhin V.I.,
 Zininberg P.Ya. Litologo-fatsial'noye
 rayonirovaniye verkhney yury severa
 Zapadnoy Sibiri kak otsenka osnovy
 neftegazonosnosti [Lithological and facial
 zoning of the Upper Jurassic of the north
 of Western Siberia as an assessment
 of the basis of oil and gas content].
 Geologiya i otsenka neftegazonosnogo
 potentsiala Zapadnoy Sibiri. Moscow:
 Nauka, 1994, pp. 59–72.
- 9. Belenitskaya G.A. *Posledstviya* neftyanykh katastrof glazami sedimentologa [Consequences of oil catastrophes through the eyes of a sedimentologist]. *Priroda*, 2010, issue 2, pp. 25–34.
- Puchkov V. N. Obrazovanie Uralo-Novozemel'skogo skladchatogo poyasa — rezul'tat neravnomernoy kosoorientirovannoy kollizii kontinentov [The formation of the Ural-Novaya Zemlya folded belt is the result of an unevenly skewed collision of continents]. Geotektonika, 1996, issue 3, pp. 66–75.

ПОЛЕВЫЕ СКЛАДЫ ГОРЮЧЕГО НА БАЗЕ ЭЛАСТИЧНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



- Экологическая безопасность
- Не требуется рекультивация земли
- Не подвержены воздействию окружающей среды
- Размещение на неподготовленных поверхностях
- Компактность в сложенном виде
- Удобная транспортировка
- Быстрое развертывание
- Многократность применения
- Условия эксплуатации от -55 до +85° С
- Срок эксплуатации 25 лет



ООО НПФ «Политехника» 109316, г. Москва, ул. Волгоградский проспект, д. 47, офис 201 +7 (495) 783-01-67 info@poli.ru

www.poli.ru

ГЕОФИЗИКА УДК 550.3

Опыт внедрения индикаторов притока на Приразломном месторождении для исследования горизонтальных добывающих скважин

О.Н. Морозов

главный геолог — заместитель генерального директора¹ shelf.office@gazprom-neft.ru

М.А. Андриянов

начальник отдела разработки месторождения и $\Gamma T M^1$

А.В. Колода

заместитель начальника отдела разработки месторождения и ГТМ¹

И.Р. Мухаметшин

региональный директор, Россия и СНГ² ilkam@resman.no

М.Т. Нухаев

к.т.н., доцент³ mnukhaev@hotmail.com

А.В. Прусаков

инженер по скважинным технологиям alexey@resman.no

¹ООО «Газпром нефть шельф», Санкт-Петербург, Россия ²ООО «Ресман Рус», Москва, Россия ³Сибирский Федеральный Университет, Красноярск, Россия ⁴Resman AS, Норвегия

Данная работа описывает опыт компании ООО «Газпром нефть шельф» по внедрению технологии трассерного мониторинга на горизонтальных скважинах Приразломного нефтяного месторождения. В статье представлена технология профилирования притока на основе химических интеллектуальных индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания добывающих скважин Приразломного месторождения.

Материалы и методы

Для количественной оценки притока флюида по зонам была применена модель вымывания трассерного «заряда» локальным притоком из пласта.

Ключевые слова

мониторинг работы скважины, промыслово-геофизические исследования, горизонтальные скважины, трассерные исследования, профилирование притока

Приразломное нефтяное месторождение — первое месторождение, введённое в эксплуатацию на шельфе Арктики. Оно открыто в 1989 г. и расположено на шельфе Печорского моря в 55 км к северу от материка. Глубина моря в пределах месторождения не превышает 19-20 м. В период 1989-1994 гг. пробурено 5 разведочных скважин, из которых 4 вскрыли продуктивные отложения, а одна была ликвидирована по техническим причинам. Выявленная нефтяная залежь — массивно-пластового типа, тектонически экранированная. В августе 2011 г. установлена морская ледостойкая платформа (МЛСП), которая позволяет осуществлять полный цикл технологических операций. Месторождение введено в эксплуатацию в декабре 2013 г.

Проект разработки включает следующие технологические решения:

- бурение скважин с платформы осуществляется только одной буровой установкой;
- бурение и эксплуатация скважин ведется одновременно;
- принятый диапазон длин горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин — 1000–1500 м;
- все добывающие скважины оборудованы УЭЦН;
- предусмотрено бурение 32 скважин, в том числе 19 добывающих, 12 нагнетательных и 1 специальной нагнетательной скважины для утилизации технологических отходов.

Одной из ключевых задач при разработке Приразломного месторождения стало исследование горизонтальных скважин [1]. Задачи.

стоящие перед промыслово-геофизическими исследованиями в действующих горизонтальных скважинах, включают в себя:

- оценку качества освоения интервалов горизонтальной скважины;
- выделение работающих интервалов, оценку поинтервальных дебитов и состава притока;
- выделение интервалов прорыва воды;
- оценку профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- определение работоспособности систем заканчивания.

Таким образом, для получения полноценной картины работы горизонтальной скважины требуются не разовые исследования, а серии исследований на протяжении всей жизни скважины. То есть необходимо говорить о системе постоянного мониторинга для возможности оценки эффективности работы горизонтальных скважин [2].

Традиционные промысловые геофизические исследования горизонтальных скважин имеют ряд сложностей, связанных, в первую очередь, со следующими факторами:

- разнообразием способов заканчивания ГС (на данный момент в России внедряются различные системы заканчивания горизонтальных скважин, в том числе, с противопесочными фильтрами, заколонными пакерами, муфтами ГРП, пассивными устройствами контроля притока, автономными устройствами контроля притока, сдвижными муфтами и др.).
- разнообразием форм траекторий ствола и гравитационным расслоением многофазных









Puc. 1 — Установка полимерных матриц с интеллектуальными индикаторами притока на патрубки

Fig. 1 — Installation of polymer matrix with intelligent inflow tracers

потоков в горизонтальном стволе (наличие искривлений по траектории может привести к образованию застойных зон и гидрозатворов, а расслоенное течение многофазных потоков существенно усложняет интерпретацию данных промысловых геофизических исследований) [3];

- сложностью доставки приборов ГИС на забой горизонтальных скважин;
- особыми требованиями к скважинной аппаратуре (для промысловых геофизических исследований горизонтальных скважин требуются специальные приборы ПГИ, такие как модульные системы с распределенными по периметру датчиками состава газа и расхода, либо специальная аппаратура с вертикальным расположением комплекса датчиков).

В условиях Приразломного месторождения выполнение периодических промысловых исследований на кабеле ограничено по причине ведения буровых работ на платформе. Проведение промыслово-геофизических работ во время бурения невозможно. Кроме того, для выполнения таких исследований в качестве средства доставки геофизических приборов необходимо использование внутрискважинных тракторов. В случае использования для доставки приборов на забой скважины тракторных тяговых систем, существенно увеличивается длина внутрискважинной сборки, достигающей порядка 40 м. При этом, и в случае использования ГНКТ, и внутрискважинного трактора требуется установка в скважине разветвителя типа Y-tool на НКТ для проведения исследования, так как все добывающие скважины Приразломного месторождения эксплуатируются с помощью УЭЦН. Также при проведении исследований ПГИ через Y-tool требуются специальные дополнительные операции, связанные с отрытием и закрытием проходного канала, что влечет за собой не только дополнительное время на данную операцию, но и дополнительные риски. Таким образом, проведение промыслово-геофизических исследований на добывающих скважинах Приразломного месторождения имеет ряд технологических ограничений и достаточно высокие риски проведения работ.

Для добывающих скважин Приразломного месторождения основными целями исследования и мониторинга работы являются: оценка качества освоения скважины, оценка профиля

притока и его изменение во времени, а также определение интервалов прорыва воды. Альтернативой проведению высокорискованных работ ПГИ в горизонтальных добывающих скважинах (в условиях эксплуатации скважин Приразломного месторождения) является технология химических индикаторов притока, устанавливаемых на элементах заканчивания скважин.

Большинство вопросов, связанных с исследованиями горизонтальных скважин, может быть решено с помощью технологии стационарных интеллектуальных химических индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания.

Данная технология предполагает установку специальных полимерных матриц, содержащих интеллектуальные индикаторы, в каждую зону горизонтальной скважины на оборудовании заканчивания. При этом возможно использовать данную технологию с любой системой заканчивания скважин, в том числе с противопесочными фильтрами, с оборудованием МГРП, с гравийной набивкой, цементируемыми хвостовиками, а также с устройствами контроля притока.

В случае использования интеллектуальных индикаторов притока с противопесочными фильтрами, полимерные матрицы устанавливаются в фильтроэлементы для сетчатых фильтров или между направляющими для проволочных фильтров. В случае заканчивания с муфтами МГРП или устройствами контроля притока возможна установка полимерных матриц с индикаторами притока на патрубки, либо в сами устройства контроля притока (рис. 1). Затем данные патрубки возможно установить в определенные интервалы вместе с другими элементами заканчивания скважины в зависимости от геологических условий. распределения фильтрационно-емкостных свойств и траектории скважины.

Технология интеллектуальных химических индикаторов разработана для непрерывной работы с целевым пластовым флюидом (нефтью или водой) в течение достаточно длительного периода времени (до десяти лет для интеллектуальных индикаторов на нефть и до семи лет на воду в зависимости от пластовых условий). Для анализа работы каждого интервала горизонтальной скважины разработано достаточно большое количество уникальных

(различимых при химическом анализе проб флюида) «интеллектуальных» химических индикаторов: 80 для маркировки нефти и еще 80 для маркировки воды. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг работы горизонтальной скважины с большим количеством зон, а также целого месторождения [4, 5].

Проведение исследования скважин выглядит следующим образом. После спуска оборудования заканчивания, с установленными в элементы заканчивания полимерными матрицами с индикаторами притока, скважину запускают в работу. При контакте с целевым флюидом (водой или нефтью), полимерные матрицы начинают выделять химические индикаторы, которые выносятся потоком пластового флюида к устью скважины. При этом темп выделения данных индикаторов постоянен и не зависит от расхода флюида. На устье скважины производится отбор проб по определенной программе исследования. Результаты анализа проб интерпретируются и предоставляются в виде отчета по работе скважины. На каждом этапе работы скважины цели и программа отбора проб отличаются. Например, на этапе освоения скважины, отбор проб проводится с минимальным интервалом 30 мин и постепенным увеличением до 6-12 ч в течение 2-3 суток. Анализ данных проб позволяет качественно оценить эффективность очистки ствола скважины и работу каждого из интервалов. Данная методология позволяет сразу же после освоения скважины оценить работу горизонтального ствола: выявить интервалы с худшей продуктивностью и наметить геолого-технические мероприятия.

В случаях, когда требуется получить количественный анализ притока каждого интервала, необходимо произвести остановку скважины на короткий период (6-24 ч) в зависимости от параметров скважины. Данная остановка необходима для того, чтобы в статическом режиме (при закрытой скважине) посредством постоянной диффузии при контакте с целевым флюидом (нефть и/или вода) в окрестности установки полимерных матриц сформировался «заряд» высокой концентрации индикаторов. При возобновлении добычи (открытии скважины) «заряды» индикаторов вымываются притоком флюида из пласта, а затем потоком в трубе транспортируются к устью скважины, где происходит отбор проб. Для данного вида исследования отбор проб проводится с

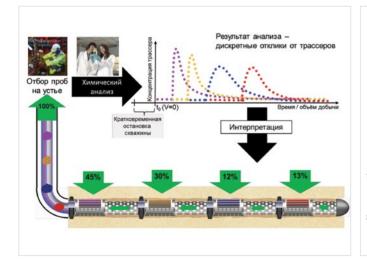
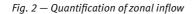


Рис. 2 — Цикл работ по количественной оценке профиля притока

2988-4304 открытый ствол диаметром 219 мм

Рис. 3— Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины X31

Fig. 3— Completion design for horizontal production well X31



интервалом в 5–60 мин в течение 1–2 суток. Измеряя интервал времени (или объем), требуемый для вымывания индикаторного материала из каждой секции скважины (скорость падения кривой концентрации индикаторов для каждого интервала), и сопоставляя параметры модели пласта с фактическими данными по добыче, можно получить количественную оценку притока для каждого интервала горизонтальной скважины (рис. 2).

Дополнительным применением мониторинга горизонтальных скважин с помощью интеллектуальных индикаторов притока является возможность определения интервалов прорыва воды. Для этого, наряду с индикаторами на нефть, в каждую зону устанавливаются индикаторы на воду. Молекулы, внедрённые в полимерные матрицы, находятся в «спящем» режиме и активируются только при контакте с водой. В процессе эксплуатации скважины идет периодический отбор проб скважинного флюида (1 раз в неделю). При подозрении на прорыв воды, например, скачке обводнённости на 5% или более, накопившийся объем проб отсылается в лабораторию, и проводится соответствующий анализ. В качестве заключения предоставляется динамика роста обводненности по каждому интервалу за весь период отбора проб. Данная методология позволяет принять решение о проведении последующих геолого-технических мероприятий на скважине без проведения промыслово-геофизических исследований.

Еще одной особенностью данной системы постоянного мониторинга является возможность наблюдать продуктивность каждого интервала горизонтальной скважины во времени на протяжении нескольких лет. Это дает возможность отслеживать динамику изменения продуктивности каждой зоны, обновлять

гидродинамические модели и принимать обоснованные решения по проведению геолого-технических мероприятий на скважине [6].

Схема заканчивания добывающей скважины Х31 представлена на рис. 3. Башмак эксплуатационной колонны 245 мм установлен на отметке 2988 м. Диаметр открытого ствола 219 мм. Скважина закончена хвостовиком 168 мм. Ствол скважины разделен на 6 интервалов с помощью заколонных гидравлических пакеров. Места установки пакеров выбирались с учетом распределения ФЕС, литологических характеристик, а также кавернометрии. В каждый интервал устанавливаются два клапана с утройствами контроля притока и одно устройство для нагнетания. Клапан нагнетания имеет полнопроходное отверстие для проведения кислотных обработок и других технологических операций. В устройства контроля притока могут устанавливаться штуцеры различного размера и в разных количествах. Данные штуцеры устанавливаются по данным распределения проницаемости вдоль ствола скважины и соответствующим гидравлическим расчетам. Например, интервал 4 имеет наибольшую длину и высокое значение проницаемости. Соответственно, в данном интервале были установлены два устройства контроля притока со штуцерами размером 5 мм (все другие интервалы имеют устройства контроля притока со штуцерами 6 мм). Каждый клапан УКП имеет также сдвижную муфту, что расширяет функциональность дизайна заканчивания скважины. В случае начала прорыва воды в определенной зоне, с помощью гидравлического инструмента на НКТ или ГНКТ возможно закрыть один из клапанов для данного интервала. Тем самым увеличив перепад давления на заканчивании, что приведет к снижению депрессии на пласт в данной зоне и, соответственно, притока воды. В случае полного прорыва воды в данной зоне возможно полное отсечение притока. Таким образом, на Приразломном месторождении с помощью подобной технологии заканчивания скважины реализуется концепция псевдо-интеллекутальной скважины, когда возможно регулировать работу с помощью небольших интервенций. Для реализации данной методологии необходимо понимать, как работает каждый интервал на протяжении всей жизни скважины, а также иметь возможность определять интервалы прорыва воды. Это реализуется с помощью технологии интеллектуальных индикаторов притока.

Полимерные стержни размером 6×3×1100 мм, с внедрёнными в них уникальными для каждой зоны индикаторами, были установлены в устройства контроля притока в пространство между глухой трубой и защитным перфорированным кожухом (рис. 1). Каждая уникальная пара трассерных систем (RES-OIL + RES·H₂O: нефть + вода) состоит из 100 стержней с индикаторами нефти и 100 стержней с индикаторами воды, которые распределены между двумя устройствами контроля притока, установленными в каждой зоне ствола скважины (рис. 4). Таким образом, каждая зона оборудована уникальной парой индикаторных систем, условно обозначенных следующим образом:

- OS (Oil System) системы маркировки нефти;
- WS (Water System) системы маркировки воды.

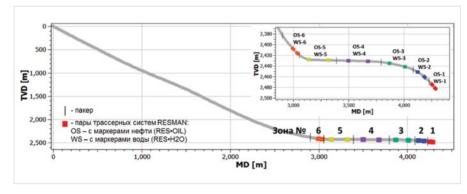
Трассерные системы пронумерованы от 1 до 6, начиная с носка скважины, и обозначены различными цветами.

Для добывающей скважины X31 на дату написания данной работы было проведено два исследования:

- в ноябре 2016 г. (цель оценка освоения скважины и численная оценка притока по интервалам);
- в феврале 2017 г. (цель численная оценка притока по интервалам).

Для первого исследования в период 14-20 ноября 2016 г. был произведён отбор проб на устье скважины Х31 согласно программе отбора проб при освоении скважины. Запуск скважины производился с помощью УЭЦН, при этом был начат отбор проб. Замеры дебита, диаметр штуцера, частота УЭЦН и отобранные пробы по скважине Х31 за этот период приведены на рис. 5. При освоении скважины в первые 8 ч наблюдался приток жидкости заканчивания с дебитом в пиковом значении 80 м3/ч, далее дебит жидкости заканчивания снизился до 0,15 м³/ч. Одновременно с падением дебита жидкости заканчивания наблюдалось наращивание дебита нефти с выходом на плато 75 м3/ч в стационарном режиме. Всего за 6 суток для данного исследования было отобрано 37 образцов (обозначены черными треугольниками на рис. 5). Первые 6 проб содержат жидкость заканчивания, в последующих 8-ми пробах наблюдается смешанное присутствие жидкости и нефти (постепенное уменьшение количества воды и увеличение количества нефти), далее в пробах присутствует только нефть. Таким образом, часть проб проанализирована на предмет индикаторов воды (треугольники синего цвета на рис. 5), часть проб — на предмет индикаторов нефти (треугольники зелёного цвета).

На рис. 6 представлены отклики от всех индикаторных систем (зависимости концентрации трассерного вещества в пробе от времени отбора) из скважины X31 при её запуске. Для



Puc. 4— Расстановка индикаторных систем вдоль ствола добывающей скважины X31 Fig. 4— Distribution of tracer systems in production well X31



Puc. 5 — Отбор проб и замеры во время исследования скважины X31 в ноябре 2016 Fig. 5 — Sampling and measurements during production logging in well X31 in November, 2016

режима освоения и очистки скважины характерно, что после спуска индикаторных систем в скважину до начала добычи, индикаторы находятся в контакте с жидкостью заканчивания. Это означает, что в основном происходит формирование «зарядов» трассеров воды во всех интервалах скважины. При наличии контакта с нефтью, происходит аналогичное формирование «зарядов» индикаторов притока нефти.

Сформированные «заряды» индикаторов регистрируются в переходном режиме в виде всплесков концентрации индикаторов — откликов на ступенчатое изменение депрессии при старте скважины. Переходный режим несёт основную информацию о притоке флюида из пласта в каждом интервале, а также об эффективности вытеснения жидкости заканчивания. Таким образом, информация переходного периода используется для качественной оценки эффективности очистки интервалов скважины. После завершения переходных процессов, т.е. вымывания индикаторов, амплитуды сигналов, как правило, выравниваются и приближаются к расчётным значениям концентрации при

прямом испускании маркеров индикаторными системами, так называемым «стационарным уровням». «Стационарные уровни» являются индикаторами наличия контакта трассерной системы с целевым флюидом в интервале, где установлен индикатор, и, вместе с тем, наличия гидравлической связи интервала с устьем скважины. Стабильность стационарных уровней и их соответствие расчётным также являются индикацией эффективности очистки интервалов.

Оценка эффективности вытеснения жидкости заканчивания проведена по выносу массы «заряда» трассера. На рис. 7 приведены кривые выработки массы индикаторов, зарегистрированных из скважины при отборе жидкости заканчивания, рассчитанные из зависимостей концентрации индикаторов от объёма добычи жидкости. Сигналы индикаторов воды не выходят на фоновые уровни (обрываются), т.к. дебит воды снижается практически до 0 и объём воды в пробах снижается ниже минимально необходимого для проведения анализа на индикаторы воды. Высокий уровень сигнала с возрастающим трендом от системы WS-3 свидетельствует,

ды» полностью выработаны вместе с полным вытеснением из них жидкости заканчивания. После вытеснения жидкости заканчивания наблюдается активация индикаторов нефти (рис. 6). Высокая пиковая амплитуда говорит об обширной площади контакта трассерных систем с нефтью. Анализ кривых показывает следующую эффективность очистки интервалов:

что остаточная выработка жидкости заканчива-

ния из скважины в стационарном режиме наи-

более вероятно происходит из интервала 3. При

этом из других интервалов трассерные «заря-

- Зоны 6, 4, 1 высокая;
- Зоны 2, 5 средняя;
- 3она 3 низкая.

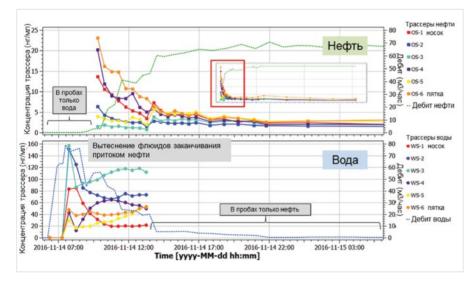
При увеличении депрессии на пласт (повышение частоты ЭЦН и, как следствие, повышение дебита нефти) наблюдаются скачки сигналов OS-4, а затем OS-1, OS-5 и OS-3 (рис. 6), что свидетельствует о дополнительной выработке флюида с индикатором притока, то есть имеет место доочистка ствола скважины при увеличении депрессии в зоне 4, затем в зонах 1, 5 и 3. При выходе скважины на стационарный режим наблюдается стабилизация трассерных сигналов на фоновых значениях, что свидетельствует об успешной очистке всех интервалов скважины.

Для количественной оценки притока флюида по зонам применяется модель вымывания индикаторного «заряда» из затруба локальным притоком из пласта. Модель проверена на проливном стенде и хорошо зарекомендовала себя при практическом применении. Рис. 8 демонстрирует в упрощенном виде математическую часть модели. Приток флюида из пласта в области установки трассерной системы прямопропорционален коэффициенту k спада кривой концентрации трассерного «заряда». Для численной оценки притока каждого измеренного сигнала от индикаторной системы моделируется «Flushout» сигнал, максимально совпадающий с измеренным. По характерному коэффициенту k спада сигнала определяется относительная продуктивность каждой зоны скважины.

На рис. 9 представлены отклики от всех индикаторных систем при запуске скважины Х31 в работу, а также результаты применения модели «Flushout» к каждому из сигналов. Коэффициенты К, определяющие относительную производительность (приток) каждой зоны, нормализованы к коэффициенту К6 зоны с максимальной производительностью, который принят за единицу (К6=1,0). Т.к. все интервалы скважины оснащены трассерами, возможно рассчитать дебит каждого интервала в процентах от обшего дебита скважины, принятого за 100%. Относительные дебиты интервалов в процентах пересчитаны в абсолютные значения, исходя из дебита скважины в стационарном режиме 75 м³/час.

Для второго исследования в период 9–13 февраля 2017 г. был произведён отбор проб на устье скважины X31 согласно программе отбора проб для остановки-запуска скважины. Для проведения количественной оценки притока нефти по интервалам скважина останавливалась на 12 ч, а ее запуск осуществлялся с помощью УЭЦН, частота которого менялась от 38 до 42,5 Гц. Затем проводилось увеличение штуцера от 30 до 34,5 мм. Дебит нефти при выходе скважины X31 на режим составил 50 м³/ч. За трое суток исследования было отобрано 46 проб.

На рис. 10 представлены отклики от всех индикаторных систем при запуске скважины X31 в



Puc. 6— Отклики индикаторов нефти и воды при освоении скважины X31 в ноябре 2016 Fig. 6— Oil and water tracer concentration during completion of well X31 in November, 2016

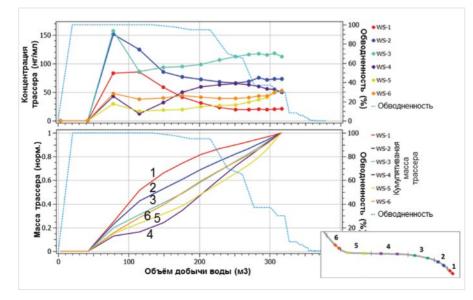


Рис. 7 — Отклики от индикаторов воды в разрезе объёма добытой воды: концентрация трассеров и вычисленная на её основе кумулятивная масса трассерного вещества, выработанная из каждого интервала скважины

Fig. 7 — Water tracer concentration versus water produced: concentration of tracers and resulting cumulative amount of tracer molecules for each reservoir compartment

работу, а также результаты применения модели «Flushout» к каждому из сигналов. Коэффициенты K, определяющие относительную производительность (приток) каждой зоны, нормализованы к коэффициенту K4 зоны с максимальной производительностью, который принят за единицу (K4=1,0).

На рис. 11 представлено сравнение профиля притока по интервалам для исследований скважин в ноябре 2016 и феврале 2017 гг. Как видно из данного графика, все зоны дают приток нефти, при этом достаточно хорошо работает носок скважины (зона 1), обеспечивая до 18–19 % притока. С ноября 2016 по февраль 2017 гг. произошло перераспределение притока: снизился приток из зоны 2 и зоны 3, и значительно увеличился приток из зоны 4 (с 20 до 31 %). Приток в пятке скважины практически не изменился.

Информация, получаемая при проведении трассерных исследований, используется при гидродинамическом моделировании. Применение этой информации достаточно широкое, в первую очередь, это определение профиля притока по стволу скважины. При настройке гидродинамической модели используют данные керновых исследований и результаты ГДИС. Если первые методы имеют достаточно высокую погрешность (в условиях Приразломного месторождения погрешность

в определении проницаемости при одном значении пористости может достигать двух порядков), то вторые дают только интегральную оценку дренируемой зоны. При зональной, площадной оценке проницаемости теряется возможность контролировать неравномерность выработки по разрезу, прорывы воды по высокопроницаемым интервалам. Данная проблема широко распространена в карбонатных месторождениях. Это связано как с трещиноватостью пласта, так и с высокой неоднородностью коллектора, обусловленной резкими фациальными изменениями. Использование результатов трассерных исследований позволяет решить данную проблему. Зная интервалы максимального и минимального притока, можно определить зональную продуктивность и увязать её с геологическими представлениями о пласте. Применяется следующий процесс корректировки гидродинамической модели: в первую очередь восстанавливается проницаемость различных интервалов, при этом учитываются режимы работы скважин и энергетическое состояние пласта, пластовое давление (очевидно, что неверное распределение проницаемости приведет к искаженному распределению пластового давления, в связи с этим процесс является итеративным). Затем сравнивается интегральная проницаемость, полученная по

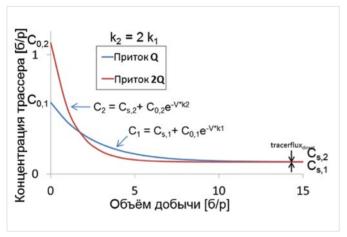
ГДИС, и проницаемость, полученная при интеграции результатов трассерных исследований. Последний этап — это увязка полученной поинтервальной проницаемости с петрофизической и фациальной моделью. Обе эти модели, как и любая геологическая информация, содержат достаточно много неопределенностей. Параметрами адаптации здесь являются критерии и отсечки по ГИС при выделении фации, а также коэффициенты, определяющие петрофизические зависимости для каждой фации. Данный подход необходим для получения единой непротиворечивой картины геологического строения пласта, более точного прогнозирования работы эксплуатируемых скважин, а также для более корректного прогноза по проектным скважинам.

Итоги

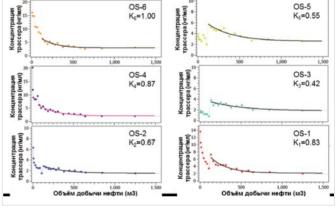
измеренный сигнал от трассера

По результатам проведения работ на горизонтальных скважинах с УКП на Приразломном месторождении были получены следующие результаты.

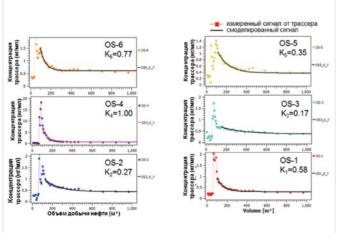
- оценить эффективность очистки скважины от жидкости заканчивания при запуске после бурения:
- оценить дебит нефти каждой зоны многозонального горизонтального ствола скважины;
- произвести более точную настройку гидродинамической модели месторождения.



Puc. 8 — Упрощенная иллюстрация модели «Flushout» для количественной оценки притока
Fig. 8 — Simplified Flush-out model for inflow quantification



Puc. 9— Отклики индикаторных систем во время запуска скважины в ноябре 2016 для каждого интервала Fig. 9— Tracer concentration for each reservoir compartment during well start-up in November, 2016



Puc. 10— Отклики индикаторных систем во время запуска скважины в феврале 2017 для каждого интервала Fig. 10— Tracer concentration for each reservoir compartment during well start-up in February, 2017



Puc. 11— Сравнение распределения притока по скважине в ноябре 2016 и феврале 2017 Fig. 11— Zonal inflow distribution in November, 2016 versus February, 2017

Выводы

Описываемая в статье инновационная технология позволяет решать традиционные задачи промыслово-геофизического исследования. С помощью модели скважины, узлового анализа и математического аппарата для каждого интервала были определены коэффициенты спада кривых концентрации при вымывании трассерных «зарядов», которые позволили численно оценить приток с каждой зоны.

Список литературы

1. Морозов О.Н., Андриянов М.А., Колода А.В., Шпаков А.А. и др. Информативность длительного мониторинга горизонтальных скважин для оптимизации разработки карбонатного месторождения. SPE 181900.

- Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. Москва, 2016.
- Chertenkov S.V., Deliya D.A., Semikin G.A., Brown A. and oth. Gas breakthrough detection and production monitoring from ICD screen completion on Lukoil's Korchagin field using permanently installed distributed temperature sensors. SPE 159581. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, USA.
- Семикин Д.А., Нухаев М.Т. Обзор систем мониторинга работы протяженных горизонтальных скважин при разработке контактных запасов. EAGE Horizontal Wells. Казань. 2017.
- 4. Штунь С.Ю., Сеньков А.А., Абраменко О.И., Мацашик В.В. и др. 3-летний опыт компании «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

- по постоянному мониторингу длинной горизонтальной скважины с помощью системы интеллектуальных маркеров. EAGE Horizontal Wells. Казань, 2017.
- Semikin D., Senkov A., Surmaev A., Prusakov A., Leung E. Autonomous ICD well performance completed with intelligent inflow tracer technology in the Yuri Korchagin field in Russia. SPE 176563. Российская нефтегазовая техническая конференция. Москва. 2015.
- 6. Shtun S., Senkov A., Surmaev A. Inflow monitoring and analysis using proprietary intelligent chemical tracers in the Yuri Korchagin field. SPE 181994. Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. Москва, 2016.

ENGLISH GEOPHYSICS

Use of intelligent tracer technology for inflow monitoring in horizontal producers of the Prirazlomnoye oilfield

UDC 550.3

Authors:

Oleg N. Morozov — chief geologist¹; shelf.office@gazprom-neft.ru

Maxim A. Andriyanov — head of reservoir engineering department¹; shelf.office@gazprom-neft.ru

Alexey V. Koloda — deputy of the head of reservoir engineering department1; shelf.office@gazprom-neft.ru

Ilkam R. Mukhametshin — director²; ilkam@resman.no

Marat T. Nukhaev — Ph.D., assistant professor³; mnukhaev@hotmail.com

Alexey V. Prusakov — well technology engineer⁴; <u>alexey@resman.no</u>

¹"Gazprom Neft Shelf" LLC, St-Petersburg, Russian Federation

²"Resman Rus", Moscow, Russian Federation

³Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

⁴Resman AS, Norway

Abstract

The study discusses the experience of Gazprom Neft Shelf LLC in implementing stationary tracing monitoring technology for horizontal wells in the Prirazlomnoye oilfield. The paper explores the technology of inflow profiling based on the data from intelligent inflow tracers installed in completion strings of production wells in the Prirazlomnoye oilfield.

Materials and methods

Quantitative estimation of fluid inflow per section was accomplished through the

«Flushout» model with tracer flushed out by local reservoir inflow.

Results

The findings of the tests conducted in horizontal ICD-wells of the Prirazlomnoye oilfield have suggested that

- efficiency of well cleanup upon completion should be evaluated;
- oil contribution per zone of the multizone horizontal well should be evaluated;
- hydrodynamic model of the field should be fine tuned.

Conclusions

The innovative technology described in the article helps to handle tasks usually addressed by traditional well logging. Well simulation, nodal analysis and mathematical tools have enabled to determine concentration curve decline during tracer flush-out, which has ensured numerical evaluation of inflow per zone.

Keywords

well monitoring, production logging, PLT, horizontal well, tracing, inflow profiling

References

- 1. Morozov O.N., Andriyanov M.A.,
 Koloda A.V., Shpakov A.A., and oth.
 Informativnost' dlitel'nogo monitoringa
 gorizontal'nykh skvazhin dlya optimizatsii
 razrabotki karbonatnogo mestorozhdeniya
 [Informativity of long-term monitoring
 of horizontal wells for optimization of
 carbonate field development]. SPE 181900.
 SPE Russian Petroleum Technology
 Conference and Exhibition. Moscow, 2016.
- Chertenkov S.V., Deliya D.A., Semikin G.A., Brown A. and oth. Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagin Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors.

- SPE 159581. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, USA.
- Semikin D.A., Nukhaev M.T. Obzor sistem monitoringa raboty protyazhennykh gorizontal'nykh skvazhin pri razrabotke kontaktnykh zapasov [Review of the long horizontal well operation monitoring systems for contact reserves development]. EAGE Horizontal Wells. Kazan, 2017.
- 4. Shtun S.Yu., Senkov A.A., Abramendo O.I., Matsashik V.V. and oth. 3-letniy opyt kompanii «LUKOYL-Nizhnevolzhskneft'» po postoyannomu monitoringu dlinnoy gorizontal'noy skvazhiny s pomoshch'yu sistemy intellektual'nykh markerov [Overview of the 3-year experience
- of LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC in continuous monitoring of a long horizontal well using intelligent marker system]. EAGE Horizontal Wells. Kazan, 2017.
- 5. Semikin D., Senkov A., Surmaev A.,
 Prusakov A., Leung E. Autonomous ICD well
 performance completed with intelligent
 inflow tracer technology in the Yuri
 Korchagin field in Russia. SPE 176563. SPE
 Russian Petroleum Technology Conference.
 Moscow, 2015.
- 6. Shtun S., Senkov A., Surmaev A. Inflow Monitoring and Analysis Using Proprietary Intelligent Chemical Tracers in the Yuri Korchagin Field. SPE 181994. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Moscow, 2016.

ГЕОФИЗИКА УДК550.3

Современные технологические схемы морской сейсморазведки

М.Б. Шнеерсон д.т.н., профессор shneer@bk.ru

РГГРУ (НПУ), Москва, Россия

Высокие требования к качеству и производительности морских сейсморазведочных работ определяют современную технологию полевых наблюдений. Ознакомление российских геофизиковразведчиков с материалами 79-й международной геофизической конференции представляет определенный интерес, т.к. доклады отражают направления развития технологии морских сейсморазведочных работ, которые иллюстрируют эффективность и хорошие перспективы на будущее и могут быть полезны отечественной морской сейсморазведке.

Материалы и методы

Описание новых технологий морской сейсморазведки и результатов их опробования и применения.

Ключевые слова

морская сейсморазведка, источники и приемники колебаний, система наблюдений, вынос

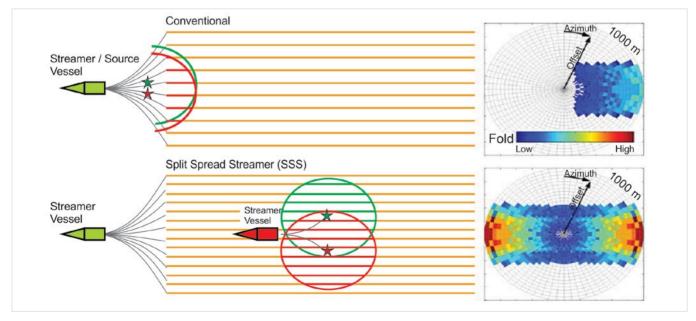
Новые схемы проведения морских работ

Примером новой схемы ведения морских съемок являются работы на одном из перспективных участков Баренцева моря, при которых возбуждение и прием колебаний производились на разных глубинах двумя одновременно работающими судами, из которых одно буксировало косу на заданной глубине, а второе два и более излучателей, располагаемых над ней [1]. На рис. 1 приведены стандартная и новая схемы полевых наблюдений, иллюстрирующие особенности последней и возможности возбуждения и приема волн в широком диапазоне удалений и выносов. Практическая реализация показала, что подобный способ обеспечил регистрацию волн на нулевых, положительных и отрицательных выносах, что позволило после обработки материалов получить высокоплотные изображения подземного пространства достаточно высокого качества, превосходящие результаты предыдущих лет. Полученные геологические результаты и отработанная методика проведения работ определяют эффективность нового способа ведения морских сейсморазведочных работ и хорошие перспективы его дальнейшего применения.

При проведении работ в сложных сейсмогеологических условиях определенное применение получили нестандартные, круговые системы наблюдений. Примером их успешной реализации могут служить сейсморазведочные работы 3D на одной из сложных по глубинному строению площадей в Мексиканском заливе, выполненные с целью более детального освещения строения над- и подсолевых перспективных отложений [2]. На основании анализа результатов предыдущих работ с донными приемными устройствами и моделирования была предложена и реализована круговая система наблюдений с буксируемыми косами и двумя пунктами возбуждения, из которых один располагался в начале приемной расстановки, а второй — на удалении 5 км от нее. Суда,

буксирующие косы и выносной пункт возбуждения, перемещались по разным круговым траекториям радиусом 5500 м, что позволило реализовать широкополосную систему наблюдений с максимальным выносом 10000 м. Приемная расстановка состояла из 10 кос длиной 5000 м каждая с расстоянием между ними 120 м. На обоих судах были размещены пневмопушки объемом 8475 м² каждая, которые работали попеременно по системе flip-flop c временным интервалом, равным времени перемещения судов на 31,25 м. Пушки и приемная расстановка буксировались на глубинах 10 и 12 м соответственно. Предложенная и реализованная технология работ позволила получить исходные материалы, качество которых оказалось выше качества материалов предыдущих работ. Обработка полученных записей была ориентирована на подавление низкочастотных помех, волн-спутников и освещение поведения глубинных целевых объектов. Полученные результаты показывают, что проведение работ с буксируемыми косами на площадях Мексиканского залива, где ранее использовались донные приемные системы, может оказаться предпочтительней.

Одним из перспективных направлений современной сейсморазведки является регистрация волн на больших выносах и в широком диапазоне азимутов. Эти тенденции были реализованы при проведении морских сейсморазведочных работ на шельфе Габона. Они предусматривали возбуждение и регистрацию волн на больших (до 14 км) выносах и в двух ортогональных азимутах от одновременно работающих излучателей для повышения производительности работ и более детального освещения поведения и структуры глубоких подсолевых горизонтов [3]. Предлагаемая система наблюдений была реализована с использованием трех одновременно работающих излучателей, располагающихся вдоль и поперек приемной расстановки приборов (рис. 2).



Puc. 1 — Схемы ведения работ и распределение кратности по стандартной (convential) и новой (split spread streamer) технологиям Fig. 1 — Schemes of work and distribution of multiplicity by standard (convential) and new (split spread streamer) technologies

Для возбуждения волн в заданном диапазоне удалений было задействовано два излучателя, из которых один располагался в начале косы, обеспечивая возбуждение и регистрацию волн на удалениях до 10 км, а второй был вынесен на 4 км, что увеличивало вынос до 14 км. Предложенная и реализованная технология работ оказалась успешной, что открывает перспективы ее дальнейшего применения.

Проведение морских сейсморазведочных работ требует затрат значительных средств, что определяет необходимость поиска оптимальных решений по их практической реализации. В [4] приведены результаты модельного анализа рисков и стоимости широко-азимутальных глубоководных морских сейсморазведочных работ с различным числом буксируемых кос, обеспечивающих безопасность их провеления, выполненного фирмой «Тоталь», в связи с предполагаемыми морскими работами в объеме ~4000 км. Анализ, выполненный по материалам съемок на шельфе Маньямы, показал, что при увеличении числа буксируемых кос с 10 до 12 и с 12 до 14 средняя производительность полевых наблюдений возрастает приблизительно на 10% и 7,5%. При этом стоимость дневной смены при тех же самых изменениях числа кос увеличивается на 8% и 7% соответственно. Из привеленных свелений также следует, что если принять стоимость работ при 10 используемых кос за 100%, то при работах с 12 косами стоимость работ на одном квадратном километре уменьшится на 3,6% и с 14 косами — на 4,4%.

Повышение производительности работ

Повышение производительности полевых работ было и остается одним из актуальных направлений развития морской сейсморазведки, которое реализуется путем увеличения числа

одновременно работающих на одну расстановку приборов источников, и внесения определенных, фиксируемых различий в параметры и геометрию возбуждаемых колебаний, которые используются в последующем для разделения полученных записей.

В [5] эта задача решена путем увеличения числа одновременно работающих источников колебаний. Модельно рассмотрены три схемы работ с регистрацией волн на круговых профилях (рис. 4). В первых двух случаях разделение волн производилось за счет различного положения источников относительно приемной расстановки приборов. В третьем случае возбуждение колебаний производилось через фиксированные различные временные интервалы, что позволило при обработке материалов получать раздельные записи волн. соответствующие каждому пункту возбуждения. Приведенное в работе теоретическое обоснование возможности разделения волн, основанное на различии их траекторий, и примеры опробования способа обосновывают перспективы его практического применения.

Другой пример повышения производительности полевых работ рассмотрен в публикации [6], посвященной изложению технологии проведения наблюдений с нестандартным пятиэлементным источником колебаний и результатам двух съемок, которые были выполнены на глубоководном шельфе Австралии и на мелководье в условиях сложного залегания карбонатных отложений. Пятиэлементный источник был реализован на основе 6 пневмолушек, расположенных на расстоянии 12,5 м друг от друга, и работающих последовательно с интервалом 4–5 с, попарно по схеме 1 – 2, 3 – 4, 5 – 6, 2 – 3 и 4 – 5 (рис. 3). Система наблюдений предусматривала последовательное

возбуждение колебаний по сетке 6,25 – 6,25 м, и их прием групповыми приемниками с шагом 12,5 м. Приведенные в работе сейсмические записи и временные разрезы иллюстрируют идентичность материалов, полученных со стандартным и пятиэлементным источником колебаний, что позволило авторам достаточно высоко оценить перспективы применения рассмотренной комбинации источников.

В работе [6] для повышения производительности полевых работ при проведении пространственных морских сейсмических наблюдений 3D на шельфе Абу-Даби была применена крестообразная система наблюдений с двумя одновременно работающими пушками объемом 1120 д³ каждая, перемещающихся навстречу друг другу по разным линиям возбуждения, расстояние между которыми было выбрано равным 250 м (рис. 4). Интервал между пунктами возбуждения менялся случайным образом от 18,75 до 31,25 м, что делало возможным идентификацию записей, соответствующих каждому пункту возбуждения. Прием колебаний проводился кабельной расстановкой. ориентированной перпендикулярно к линиям возбуждения с шагом между приборами 25 м. Последующее разделение записей проводилось одним из известных способов, основанном на различии кинематики волн.

Подавление и уход от перекрестных помех

В практике проведения морских сейсморазведочных работ очень часто встречаются случаи, когда в пределах одной площади работает несколько полевых партий, что приводит к появлению перекрестных интерференционных помех из-за низкого поглощения волн при их распространении в водной среде. Для уменьшения их влияния и, по возможности, полного

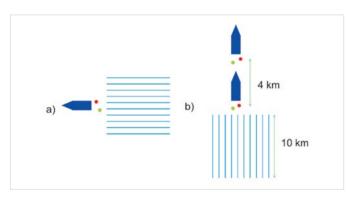


Рис. 2— Схема проведения работ по стандартной (a) и двухазимутальной (a+b) съемкам

Fig. 2 — Scheme of work on standard (a) and two-azimuth (a + b) surveys

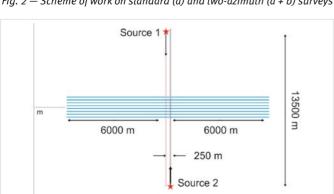


Рис. 4— Схема работ с двумя пушками, двигающимися навстречу друг другу

Fig. 4 - Scheme of work with two guns moving towards each other

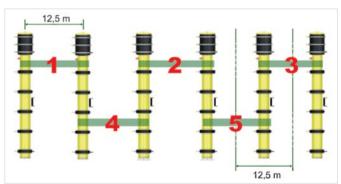


Рис. 3 — Схема построения пятиэлементного источника

Fig. 3 — The scheme for constructing a five-element source

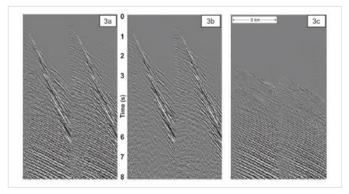


Рис. 5— Сейсмограммы: (a) до и (b) после разделения записей и (c) перекрестные помехи

Fig. 5 — Seismograms: (a) before and (b) after separation of records and (c) crosstalk

исключения предложены и применяются различные технологические схемы проведения работ и обработки материалов, некоторые из которых рассмотрены далее.

Так, например, в работе [8] для снижения уровня перекрестных помех предложено использовать при обработке записей алгоритм Таи-Р (время — кажущаяся скорость), позволяющий разделять волны по временам их прихода и кажущимся скоростям (рис. 5). Практика применения способа показала его эффективность.

Уход от перекрестных помех на основе выполнения правил проведения работ несколькими сейсмопартиями на одной площади рассмотрен в [8]. В работе указывается, что при одновременном проведении морских съемок 3D несколькими партиями в пределах ограниченной по размерам площади возможно появление взаимных, перекрестных помех, которые могут существенно снижать качество получаемых записей и возможность их использования для обработки. Для их исключения или снижения до допустимого уровня рекомендуется:

- при расстояниях между судами разных партий меньше 100 км необходимо, чтобы отличались или скорости перемещения судов, или расстояния между пунктами возбуждения;
- возбуждение колебаний одной сейсмопартии не должно проводиться в пределах областей приема других партий;

линии возбуждения и приема разных партийне должны пересекаться.

Предложенная схема ограничений была реализована в 2016 г. при съемках в пределах перспективной части Северного моря, когда было отработано почти 1,7 млн пунктов возбуждения семью различными партиями с приемлемым качеством материалов, без технологических простоев и повторных наблюдений. При этом расстояния между судами часто уменьшались до 7 км.

Роботизация работ

Технология проведения полевых работ предусматривает последовательное проведение относительно небольшого числа операций, которые могут быть автоматизированы и могут выполняться дистанционно без непосредственного участия оператора. Одним из примеров такой автоматизации полевых работ могут служить нодальные, донные приемные устройства. Дальнейшим направлением развития этих систем может быть рассмотренный в работе [10] переход на роботизированные управляемые донные приемные устройства, способные перемещаться по дну моря и при необходимости собираться в группы и рассредоточиваться по задаваемой схеме. В работе проанализированы некоторые технические аспекты этих систем, связанные с их погружением, перемещением по дну моря и организацией работ с применением

надводного судна. Высказано предположение, что к 2020 г. промышленность освоит производство таких систем, и они получат значительное практическое применение.

Итоги

Новые технологические схемы морских сейсморазведочных работ облегчают проведение широкоформатных и широко-азимутальных съемок высокой кратности, повышают производительность работ, позволяют уменьшить уровень или исключить перекрестные помехи при одновременной работе на одной площади нескольких сейсмических партий и определяют направления роботизации при работах с донными приемными устройствами.

Выводы

Обзор публикаций по новым технологическим схемам ведения морских сейсморазведочных работ показал следующее:

- преимущества новых технологических схем при проведении широкоформатных съемок в различных сейсмогеологических условиях;
- повышение производительности работ;
- снижение уровня и исключение перекресных помех от одновременно работающих на площади нескольких сейсмопартий;
- намечены перспективы роботизации донных приемных систем.

ENGLISH GEOPHYSICS

Modern technological schemes of marine seismic exploration

UDC 550.3

Author:

Mikhail B. Schneerson — Sc.D., professor; shneer@bk.ru

RGGRU (NPU), Moscow, Russian Federation

Abstract

High requirements to the quality and productivity of marine seismic exploration determine the modern technology of field observations.

The acquaintance of Russian survey geophysicists with the materials of the international geophysical conference is of some interest, since The reports reflect the development trends in marine seismic technology, which illustrate the efficiency and good prospects for the future and can be useful to domestic marine seismic surveys.

Materials and methods

Description of new seismic exploration

technologies and the results of their testing and application

Result

New technological schemes for conducting marine seismic operations make it possible to carry out wide-format and wide-azimuth surveys of high multiplicity, increase work productivity, reduce the level or eliminate crosstalk with simultaneous operation of several seismic lots on the same area, and determine the directions of robotization when working with bottom receiving devices.

Conclusions

The review of publications on new technological

schemes for conducting marine seismic surveys showed the following:

- advantages of new technological schemes for wide-format surveys in various seismicgeological conditions;
- Increase of productivity of works;
- Reducing the level and switching off crosstalk from simultaneously operating in the area of several seismic stations;
- prospects of robotization of bottom reception systems are outlined.

Keywords

marine seismic prospecting, sources and receivers of oscillations, observation systems, carry-over

References

- Vinje V., Lie J.E., Danielsen V., Dhelie P.E. and oth. Shooting Over the Streamer Spread; a Novel approach in seismic Marine Acquisition and Imaging. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.
- 2. Espinoza C., Zdraveva O.K., Curd B., Gridnev E and oth. Full-azimuth towed-streamer acquisition and broadband processing in an obstructed area of the gulf of Mexico. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.
- 3. Cook D., Poole G., Schouten R., Mallows C. and oth. Simultaneous source, long-offset, dual-azimuth acquisition offshore gabon a

- change in perspective. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.
- Alfaro R., L'Arvor E., Choquer T. Methodologies for evaluating the risks and cost efficiency associated with wide acquisition geometries. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.
- Bagaini C., Moldoveanu N., Moore I. Marine seismic acquisition with phase-controllable sources. EAGE extended abstracts Paris, 2017.
- Hager E., Fontana P. Penta source: high-resolution marine seismic from shallow to deep water. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.
- 7. Walker C.D.T., Ajlani G., Hall M., Al Masaabi S.,

- and oth. Pseudo-random simultaneous source acquisition offshore Abu Dhabi. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.
- Elboth T., Shen H., Khan J. Advances in seismic interference noise attenuation. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.
- Elboth T. Coordinating marine acquisitions to tackle seismic nterference nois. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.
- Tsingas C., Walker C., Bunting T., Postic E. and oth. SpiceRack — a robotized seabed seismic acquisition system. EAGE extended abstracts. Paris, 2017.

БУРЕНИЕУДК 622.24+ 622.692.4

Геомеханическое моделирование для анализа технологий ННБ, реализуемых при строительстве подводных переходов

Д.Р. Вафин

научный сотрудник лаборатории линейной части и подводных переходов¹
VafinDR@niitnn.transneft.ru

А.Н. Сапсай

вице-президент²

Ю.В. Лисин

д.т.н., генеральный директор¹

Р.А. Капаев

главный специалист отдела сопровождения ПИР объектов ТПР и KP²
KapaevRA@ak.transneft.ru

Д.А. Шаталов

к.т.н., заместитель заведующего лабораторией линейной части и подводных переходов 1 ShatalovDA@niitnn.transneft.ru

 1 ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия 2 ПАО «Транснефть», Москва, Россия

В статье рассмотрены техникотехнологические решения, применяемые в наклонно направленном бурении, а также их влияние на процесс строительства подводного перехода. В качестве примера рассмотрен процесс развития аварийной ситуации при прохождении гравийногалечниковых грунтов. На основании моделирования напряженно-деформированного состояния грунтов, слагающих ствол скважины, и гидродинамической модели процессов фильтрации бурового раствора проанализированы технологические ошибки, способствующие возникновению аварийных ситуаций.

Материалы и методы

Построение геомеханической и гидродинамической моделей подводного перехода.

Ключевые слова

подводный переход, наклонно направленное бурение, обрушение ствола скважины, буровой раствор, магистральный трубопровод, геомеханическая модель

успешного строительства подводного перехода методом наклонно направленного бурения служит создание скважины, являющейся надежным каналом для протаскивания трубопровода. Это сложная инженерно-техническая задача, процесс реализации которой может сопровождаться появлением технологических ошибок. Во многом это обусловлено тем, что не учитываются силы, действующие в грунтах, взаимное влияние вскрываемого грунта, бурового инструмента и применяемого раствора. В подобных условиях стандартные технические подходы, использующие результаты инженерных изысканий. не позволяют в необходимой мере произвести оценку условий строительства.

При разработке проектной и рабочей документации на строительство подводного перехода необходимо проведение инженерно-технической оценки влияния горно-геологических условий на процесс строительства. Подобная оценка должна проводиться на основе учета сил и напряжений, действующих на стенках скважины при протаскивании трубопровода в неустойчивых грунтах.

Процесс появления осложнений и развития аварийной ситуации в ходе строительства подводного перехода изучен на основе существующего положительного и отрицательного опыта строительства скважин подводных переходов. В качестве инструментов для анализа применявшихся технических решений использовались результаты построения геомеханической и гидродинамической моделей для процесса строительства подводного перехода. При построении моделей учитывались свойства залегающих грунтов, их взаимодействие с буровым раствором и влияние на состояние грунтов технологических параметров бурового раствора.

Объект исследования

Для разработки геомеханической модели подводного перехода приняты данные подводного перехода магистрального трубопровода, построенного методом наклонно направленного бурения через реку шириной 350 м, глубиной 7 м. Длина пилотной скважины от точки входа до точки выхода бурового инструмента принята 770 м, с учетом запаса на криволинейность скважины в вертикальной плоскости. Углы входа и выхода скважины приняты 6°, радиус трассировки — 1700 м, диаметр скважины — 1600 мм. Профиль модели подводного перехода представлен на рис. 1.

В пределах участка строительства принят следующий состав грунтов: суглинок полутвердый с прослойками песка и включениями гравия; суглинок тугопластичный с включениями гравия; суглинок мягкопластичный с прослойками текучепластичного

суглинка, песка мелкого с включениями гравия; глина полутвердая с прослойками песка; глина тугопластичная; песок мелкий с прослойками суглинка и глины; песок гравелистый с прослойками суглинка, глины, с включениями дресвы; гравийный грунт с прослойками песка, глины и суглинка; гипс средней прочности.

Результаты применяемой технологии строительства

Для строительства скважины подводного перехода принята установка для наклонно направленного бурения с максимально развиваемым тяговым усилием 450 тс, крутящим моментом — 150 кНм. Технические параметры бурения пилотной скважины, расширения и калибровки для модели подводного перехода были приняты на основе опыта строительства переходов в схожих геологических условиях и приведены в таб. 1.

При проведении операции по протаскиванию трубопровода в интервале 150-170 м происходит рост тяговых нагрузок на более чем 50 тс, что соответствует началу криволинейного участка и протаскиванию в гравелистых песках. На отметке 211 м тяговые усилия буровой установки достигают 180 тс, крутящий момент — 43 кНм. В связи с превышением расчетных усилий работы по протаскиванию трубопровода останавливаются на отметке 249 м. Тяговые усилия составили 235 тс, крутящий момент — 45 кНм. Изменение тяговых усилий при протаскивании трубопровода представлено на рис. 2. Над местом остановки трубопровода на поверхности земли образуются воронки глубиной до 1 м и диаметром до

Рассмотренная ситуация соответствует условиям обрушения стенок скважины подводного перехода, сложенных несцементированными грунтами, при проведении операции по протаскиванию трубопровода.

Геомеханическое моделирование подводного перехода

С целью установления причин обрушения ствола скважины на исследуемом подводном переходе рассмотрим изменение напряженно-деформированного состояния грунтов в месте остановки трубопровода.

При формировании пилотного ствола скважины происходит нарушение естественного напряженного состояния грунтов. Роль и влияние напряжений, действующих на свободной поверхности скважины, усиливается по мере увеличения диаметра скважины.

Для определения упругого состояния горной породы и предупреждения открытых поглощений (гидроразрыва) при бурении и заканчивании вертикальных, горизонтальных и наклонных нефтяных и газовых

скважин применяется методика, разработанная УГНТУ, г. Уфа [1].

Используя данную методику для горизонтальных и наклонно направленных скважин большого диаметра на переходах через естественные и искусственные препятствия магистральных трубопроводов, становится возможным определить напряженное состояние грунтов, слагающих ствол скважины, их устойчивое состояние и давление гидроразрыва грунта.

Предельное касательное напряжение грунта характеризуется силами связи между слагающими его минералами и частицами и определяется в соответствии с теорией прочности Мора — Кулона:

$$\tau_n = \tau_{co} + \sigma_n \cdot tg\varphi$$
,

где au_n — предельное касательное напряжение грунта, МПа; au_{co} — коэффициент сцепления, соответствующий величине предельного касательного напряжения при au_n = 0, МПа; au_n — нормальное напряжение, МПа; au_n — угол внутреннего трения, град.

Для несвязных грунтов, таких как песок, гравий и галечник, угол внутреннего трения зависит от плотности упаковки грунта, то есть от его пористости. Угол внутреннего трения повышается с увеличением плотности, количества крупных включений и уменьшением окатанности зерен грунта [2].

Удельное сцепление в несвязных грунтах имеет место при высокой плотности грунта, его малой однородности и обусловлено взаимодействием зерен [2].

Прогнозная оценка устойчивого состояния ствола скважины n определяется отношением предельного касательного напряжения грунта τ_n к максимальному касательному напряжению τ_{max} , действующему на стенке скважины.

При условии превышения τ_n над τ_{max} , то

есть n > 1, стенка скважины находится в упругом состоянии. Если n < 1, то стенка скважины может деформироваться пластически или разрушиться.

Большое влияние на процесс перераспределения напряжений при бурении скважины оказывает буровой раствор. Во время бурения раствор замещает объем разбуренного грунта, оказывая давление на стенки скважины, а также активно взаимодействует со слагающим ее грунтом. Увеличение плотности бурового раствора и превышение скважинного давления над боковым горным давлением способно привести к росту растягивающих напряжений на стенке скважины. В результате образуются трещины, которые приводят к гидроразрыву, то есть к грифонообразованию или к интенсивному поглощению бурового раствора.

Прогнозная оценка возможности гидроразрыва грунта ведется из условия превышения давления, действующего в скважине, над расчетным давлением гидроразрыва грунта. В обратном случае, гидроразрыв грунта маловероятен.

С учетом вышеуказанных положений, было определено напряженно-деформированное состояние гравелистых песков и полутвердых глин в интервале остановки процесса протаскивания трубопровода на моделируемом подводном переходе.

В рассмотренном случае приняты следующие параметры грунтов:

- гравелистые пески: плотность грунта природная 2,01 г/см³, плотность частиц грунта 2,65 г/см³, пористость 34%, фракции размером 0,05–10 мм составляют 92,1%. Согласно СП 22.13330.2011 [3], удельное сцепление 0,001 МПа, угол внутреннего трения 40°.
- полутвердые глины: плотность грунта

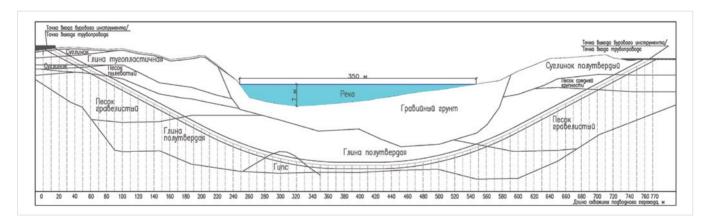
природная — 1,89 г/см³, пористость — 47%¹, удельное сцепление в водонасыщенном состоянии 0,047 МПа, угол внутреннего трения — 18° .

Параметры бурового раствора: плотность — $1035 \, \mathrm{kr/m^3}$, динамическое напряжение сдвига — $264 \, \mathrm{д}$ Па, пластическая вязкость — $0,023 \, \mathrm{\Pia}$ •с.

Анализ результатов расчетов, приведенных на рис. 3, показывает:

- предел прочности гравелистых песков составляет $\tau_n = 0,24$ МПа, при действующих напряжениях $\tau_{max} = 0,33$ МПа. Запас прочности гравелистых песков на границе их перехода в плотный грунт составляет n = 0,7, что является недостаточным для обеспечения устойчивого ствола скважины. Для этого интервала бурения характерны большие вертикальные напряжения (до 1 МПа), развивающиеся изза наличия в грунте порового пространства;
- запас прочности *п* полутвердых глин в месте остановки трубопровода составляет 1,8;
- гидроразрыв грунтов в рассматриваемом интервале не происходит.

Таким образом, подтверждены условия возникновения обрушения гравелистых песков в интервале 150-200 м, что соответствует криволинейному участку профиля скважины. Согласно проведенным расчетам, при удельном сцеплении гравелистого песка не менее 0,05 МПа и пористости не более 15%, стенка скважины будет находиться в упругом состоянии. Это становится возможным, например, при фильтрации высокоструктурированного бурового раствора в проницаемые каналы гравелистого песка, за счет чего увеличивается площадь контакта между частицами грунта, и снижается объем открытого порового пространства. Рассмотрим условия реализации подобного технологического подхода к строительству подводного перехода.



Puc. 1 — Профиль модели подводного перехода Fig. 1 — Underwater passage model profile

Вид операции	Техническая скорость, м/стсут.	Коммерческая скорость, м/стсут.	Время работ, сут.	Остановки во время операции, сут.
Бурение пилотной скважины	188	106	7,3	3,2 сут.
Расширение 400-1600 мм с шагом 200 мм	30	29	25,9	0,4 сут.
Калибровка 1600 мм	2860	2860	0,3	-

Таб. 1 — Технические параметры бурения пилотной скважины, расширения и калибровки Tab. 1 — Drilling, reaming and conditioning parameters of the pilot bore

[•]При проведении расчетов следует учитывать, что в глинистых отложениях с различной степенью пластичности пористость равна нулю, так как вода является одним из компонентов глины, определяет ее состояние и поведение. При проведении расчетов для несцементированных отложений расчет осуществляется для исходного состояния и условия заполнения его буровым раствором.

Гидродинамическое моделирование взаимодействия бурового раствора с несцементированными грунтами

По классификации [4] буровые растворы, применяемые при бурении, относятся к вязкопластичным с выраженными тиксотропными свойствами, которые обусловлены применением высококоллоидных глин на основе натриевого монтмориллонита и низким содержанием электролитов. В практической деятельности для обеспечения кольматации проницаемых грунтов нередко применяются буровые растворы, состоящие из модифицированного глинопорошка низкого качества на основе гидрослюдистых глин с меньшим выходом раствора.

При одинаковой концентрации, в зависимости от вида глинопорошка, применяемого для получения бурового раствора, вязкость раствора меняется в широких пределах. Диапазон изменения свойств бурового раствора зависит от качества применяемой глины, ее коллоидных свойств, длительности гидратации, степени перемешивания, наличия электролитов, органических добавок. Влияние этих факторов затрудняет определение критериев фильтрации бурового раствора в пористую среду.

Основными реологическими параметрами, которые характеризуют буровой раствор, являются: динамическое напряжение сдвига, пластическая вязкость и их производная — коэффициент пластичности.

Динамическое напряжение сдвига (далее ДНС) характеризует прочностное сопротивление бурового раствора течению и обусловлено прочностью водородных связей и индукционным периодом их образования. Величина пластической вязкости (далее ПВ) характеризует способность дискретной среды уплотняться. Коэффициент

пластичности (далее КП) представляет собой отношение предельного динамического напряжения сдвига к пластической вязкости. Поэтому коэффициент пластичности отражает прочность взаимосвязей между компонентами раствора в процессе движения и является физической характеристикой прочности и скорости восстановления связей в структуре раствора.

Возможность прохождения процесса фильтрации бурового раствора в пористую среду определяется соотношением размера проницаемого канала (D_{ν}) к размеру частиц бурового раствора (D_{ν}) и градиентом давления между скважиной и пластом:

- при $D_{\kappa}/D_{\nu} < 1$ фильтрация бурового раствора не происходит;
- при $1 < D_{\kappa}/D_{\nu} < 6$ фильтрация бурового раствора происходит с заполнением прискважинного порового пространства грунта, то есть с образованием зоны кольматации;
- при D_x/D_u ≥ 6 глубина фильтрации определяется состоянием связей в структуре раствора и градиентом давления между скважиной и пластом.

Анализ результатов исследований [5, 6] процесса фильтрации технологических растворов в образцы из песка различного фракционного состава показал, что с градиентом давления от 0,2 до 0,7 МПа фильтрация технологического раствора проходит на полную длину образца с сохранением его геометрических размеров при значениях коэффициента пластичности 800-3000 с⁻¹ (рис. 4). Для образцов из мелкого песка с эффективным диаметром частиц 0,142 мм необходимая для этого величина ДНС составила 120 дПа, ПВ составила 15 мПа•с. Для фильтрации в пористую среду с большим эффективным диаметром частиц необходимо повышение ДНС бурового раствора.

Опыт строительства подводных

переходов методом наклонно направленного бурения, характеризующихся наличием гравелистых песков и гравийно-галечниковых грунтов, показывает, что для фильтрации бурового раствора с целью закрепления стенок скважины динамическое напряжение сдвига должно составлять от 400 до 600 дПа.

На основании проведенных исследований и опыта строительства наклонно направленных скважин большого диаметра определены граничные значения прохождения фильтрации бурового раствора с упрочнением пористой среды: соотношение размера проницаемого канала к размеру частиц бурового раствора (D_/ D_) больше 6, динамическое напряжение сдвига не менее 300 дПа, коэффициент пластичности не менее 1300 с-1. Данные значения коэффициента пластичности позволят сократить интервал неконтролируемой фильтрации бурового раствора в проницаемый грунт в процессе его разбуривания.

В модели подводного перехода, являющейся объектом исследования процессов бурения, применяется модифицированный кальциевый бентонитовый порошок на основе гидрослюдистых глин с размером диспергированных частиц 0,04 мм [7]. Суспензии с 8%-ной концентрацией модифицированного кальциевого бентонита обладают следующими показателями: ПВ = 0,024 Па•с, ДНС = 288 дПа, КП = 1200 с-1

При сопоставлении результатов исследования фильтрации бурового раствора с условиями строительства смоделированного подводного перехода было определено соотношение размера проницаемого канала гравелистого песка к размеру частиц бурового раствора (D_{κ}/D_{ν}) , которое составило 8,15. Фильтрация бурового раствора в проницаемые каналы гравелистого

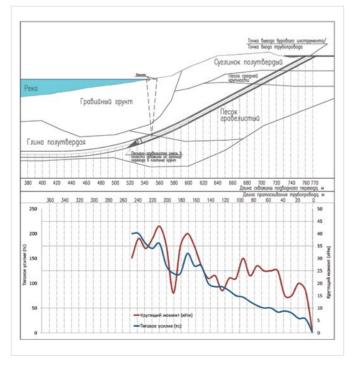


Рис. 2— Изменение тяговых усилий и крутящего момента при протаскивании трубопровода

Fig. 2 — Changes in pulling capacity and torque when dragging through a pipeline

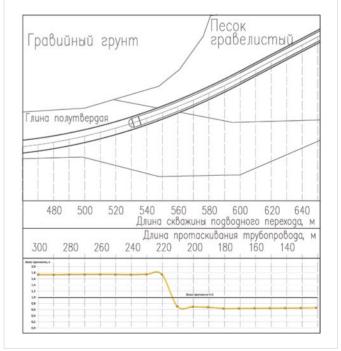


Рис. 3 — Запас прочности при протаскивании трубопровода

Fig. 3 — Soil strength margin while dragging through a pipeline

песка составила от 13 до 55 см. Поскольку параметры бурового раствора не соответствуют условиям прохождения фильтрации раствора с закреплением порового пространства грунта (требуется ДНС 400 дПа, КП 1300 с $^{-1}$, ПВ 0,030 Па $^{\bullet}$ с), то и устойчивый канал для протаскивания трубопровода в зоне залегания неустойчивых грунтов не был создан.

Выносная способность бурового раствора определяется разностью величин ДНС, необходимого для предотвращения падения частиц шлама, и скоростного напора бурового раствора в скважине. Из условия примененного бурового раствора и параметров промывки ствола скважины максимальный размер частиц выбуренной породы, который способен вынести

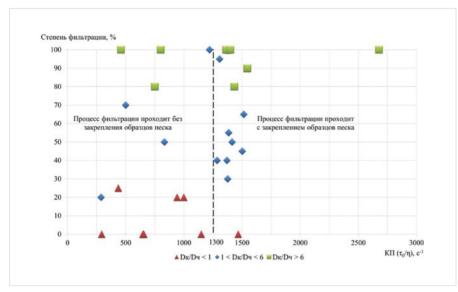


Рис. 4— Степень фильтрации образца грунта технологическим раствором с различными значениями коэффициента пластичности

Fig. 4 — Soil sample filtration capacity when exposed to drilling fluids of various plasticity indices

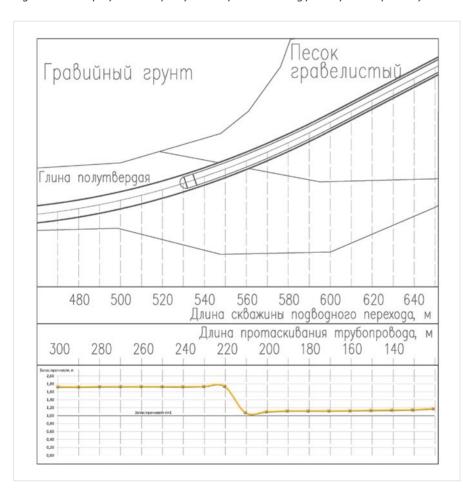


Рис. 5— Запас прочности грунтов при протаскивании трубопровода с учетом применения высокоструктурированного бурового раствора

Fig. 5 — Soil strength margin at the interface between gravelly sand and semi-firm clay while dragging through a pipeline

буровой раствор, составляет 10–11 мм. По гранулометрическому составу гравелистые пески состоят на 7,9% из фракций размером более 10 мм, вышезалегающие гравийно-галечниковые грунты состоят из фракций размером более 10 мм на 27%. Галечниковые отложения не будут выноситься на поверхность, создавая неравномерно распределенные нагромождения по длине скважины. Для взвешивания и выноса крупных частиц необходимо применять растворы с более высокими показателями τ_o . Как свидетельствует опыт строительства, фракции размером 20–40 мм не выносятся буровым раствором из скважины.

Отсутствие выноса гравийно-галечникового грунта из скважины приведет к его накоплению на нижней образующей ствола скважины в виде гравийных подушек (дюн). Контакт протаскиваемого трубопровода с гравийными подушками, в соответствии с законами механики, приведет к изменению направления движения трубопровода и разрушению свода скважины. Следствием этого будет значительное возрастание нагрузок при протаскивании трубопровода, вплоть до значений, не позволяющих его осуществлять.

Построение геомеханической модели подводного перехода с учетом данных гидродинамической модели фильтрации (ДНС 400 дПа, КП 1300 $\rm c^{-1}$, ПВ 0,030 Па•с) показало, что запас прочности гравелистых песков на рассматриваемом участке увеличился и составляет от 1,12 до 1,2 (рис. 5).

Из проведенного анализа следует, что строительство скважин большого диаметра в несцементированных грунтах необходимо проводить с применением бурового раствора, содержащего не только глинопорошок, но и водорастворимые полимеры, способные обеспечить получение раствора, обладающего значениями коэффициента пластичности более 1300 с⁻¹.

Итоги

На примере рассмотренной модели подводного перехода показано, что недостаточная прочность гравелистых песков на границе их перехода в полутвердые глины обусловлена совокупностью факторов, включающих применение бурового раствора, компонентный состав которого способствует получению суспензии с высокой кольматационной, но низкой фильтрационной способностью.

Обрушение ствола скважины и, как следствие, увеличение тяговых усилий буровой установки возникло в результате контакта протаскиваемого трубопровода с накоплением галечникового грунта на нижней образующей скважины и последующего упора трубопровода в свод скважины.

Применение геомеханической модели подводного перехода с учетом данных гидродинамического моделирования позволяет утверждать, что насыщение гравелистых песков высокоструктурированным буровым раствором (КП $> 1300~{\rm c}^{-1}$) позволяет снизить пористость грунта и повысить его прочность. Это обеспечивает устойчивость ствола скважины в процессе бурения, что подтверждают результаты строительства построенных подводных переходов в подобных инженерно-геологических условиях.

Выводы

Разработка геомеханической модели подводного перехода и гидродинамической модели фильтрации позволяет прогнозировать возможные осложнения в процессе реализации метода наклонно направленного бурения при строительстве подводных переходов и находить технические решения по их предотвращению.

Список литературы

1. Попов А.Н., Головкина Н.Н. Прочностные расчеты стенок скважины

- в пористых горных породах. Уфа: УГНТУ, 2001. 70 с.
- 2. Маслов Н.Н. Основы механики грунтов и инженерной геологии. М.: Высшая школа, 1968. 629 с.
- 3. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП. 2.02.01-83*.
- 4. Маковей Н. Гидравлика бурения. М.: Недра, 1986. 536 с.
- 5. Земляной А.А. Совершенствование методов изоляции водопритоков в скважинах с горизонтальным

- окончанием. Дис. канд. техн. наук. Уфа, 2016. 125 с.
- 6. Шарафутдинов 3.3., Спектор Ю.И., Скрепнюк А.Б. и др. Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия. Новосибирск: Наука, 2013. 339 с.
- 7. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки.
 М.: Недра-Бизнесцентр, 2002.
 639 с.

ENGLISH DRILLING

Geomechanical modelling for analysis of directional drilling techniques in the course of construction of underwater passages

UDC 622.24+ 622.692.4

Authors:

Dinar R. Vafin — research assistant of underwater line and linear pipeline portions laying methods¹; VafinDR@niitnn.transneft.ru

Alexey N. Sapsay — vice president²;

Yuriy V. Lisin — Sc.D., general director¹;

Rim A. Kapaev — chief specialist of the support department for design and survey works²;

KapaevRA@ak.transneft.ru

Dmitry A. Shatalov — Ph.D., assistant laboratory chief of underwater line and linear pipeline portions laying methods¹; <u>ShatalovDA@niitnn.transneft.ru</u>

 1 Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation

²PJSC Transneft, Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper presents engineering solutions utilized in directional drilling as well as the impact they have on construction of underwater passages. This is exemplified by an accident development scenario of passing through gravel and cobble soils. Following the model of stress-strain state of soils composing the wellbore and based on fluid dynamics model pertaining to drilling mud filtration, potentially hazardous process failures have been analyzed.

Materials and methods

Geomechanical and fluid dynamics modelling of submerged crossing.

Results

The reviewed model of underwater passage suggests that poor stability of gravelly sand at the interface of semi-firm clay is determined by a number of factors, including application of drilling mud, the composition of which enables formation of suspension with high sealing and low filtration capacity. Wellbore collapse and increased pulling capacity of the drilling rig resulted from the contact of the pipeline with accumulated cobble soil on the lower edge of the well and further bumping of the pipeline against the well arch. Geomechanical modelling of underwater passage and fluid dynamics modelling data gives grounds for assertion that saturation of gravelly sand with highly structured drilling fluid (plasticity index > 1300 s⁻¹) helps to reduce soil porosity and increase its

strength. This ensures stability of the borehole while drilling which is proven by underwater passages constructed in similar geotechnical conditions.

Conclusions

Elaboration of geomechanical model of underwater passage and fluid dynamics model of filtration enables to predict problems arising in the course of construction of underwater passages with directional drilling. It also helps to find engineering solutions to prevent such problems.

Keywords

submerged crossing, directional drilling, wellbore collapse, drill fluid, mainline pipeline, geomechanical model

References

- 1. Popov A.N., Golovkina N.N. *Prochnostnye* raschety stenok skvazhiny v poristykh gornykh porodakh [Strength analysis of wellbores in porous rocks]. Ufa: *UGNTU*, 2001, 70 p.
- Maslov N.N. Osnovy mehaniki gruntov i inzhenernoj geologii [Fundamentals of soil mechanics and engineering Geology]. Moscow: Vysshaya shkola, 1968, 629 p.
- 3. SP 22.13330.2011. Osnovanija zdanij i sooruzhenij. Aktualizirovannaja redakcija
- SNiP [Foundations of buildings and structures. The updated edition of SNiP]. 2.02.01-83*.
- 4. Makovey N. *Gidravlika bureniya* [Hydraulics of drilling]. Moscow: *Nedra*, 1986, 536 p.
- 5. Zemlyanoy A.A. Sovershenstvovanie metodov izolyatsii vodopritokov v skvazhinakh s gorizontal'nym okonchaniem [Perfection of methods of isolation of water in wells with horizontal completion]. Dis. Cand. tech. Sciences. Ufa, 2016, 125 p.
- 6. Sharafutdinov Z.Z., Spektor Yu.I.,
- Skrepnyuk A.B. and oth. Stroitel'stvo perekhodov magistral'nykh truboprovodov cherez estestvennye i iskusstvennye prepyatstviya [Construction of crossings of trunk pipelines through natural and artificial obstacles]. Novosibirsk: Nauka, 2013, 339 p.
- 7. Gazizov A.A. Uvelichenie nefteotdachi neodnorodnykh plastov na pozdney stadii razrabotki [Enhanced oil recovery heterogeneous reservoirs at a late stage of development]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2002, 639 p.

Оценочно-промысловая классификация карбонатных коллекторов

М.А. Монжерин

начальник отдела геологии и разработки месторождений¹
Monzherin.MA@gazpromneft-ntc.ru

Р.Н. Асмандияров

начальник департамента геологии и разработки текущих активов¹
Asmandiyarov.RN@gazpromneft-ntc.ru

Ш.Х. Султанов

д.т.н., доцент, профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» ^{2,3} ssultanov@mail.ru

Р.К. Сабирджонова

лаборант кафедры²

№ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия ²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия ³Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, Центр нефтегазовых технологий и новых материалов, Уфа, Россия

В настоящей статье приведены результаты анализа сформированной базы данных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных коллекторов. Собраны показатели ФЕС, определенные по всему комплексу методов: лабораторные исследования керна, геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамических исследований скважин (ГДИС), данные эксплуатации. Предложена оценочнопромысловая классификация карбонатных коллекторов, позволяющая оценить преобладающий тип проницаемости, обеспечивающий приток.

История изучения карбонатных коллекторов показывает широкий спектр изменения типов их емкостного пространства. Установление типа коллектора, как правило, проводится на основе лабораторного анализа керновых данных [2, 7] и учитывает величину содержащихся геологических запасов в каждом типе емкостного пространства, в соответствии с правилом: «ведущий тип пор помещается в конце определения» [1].

Опыт авторов по анализу геологии и разработки ряда карбонатных объектов показывает, что для более полной характеристики коллектора необходимо дополнительно учитывать основной тип проницаемости, который обеспечивает приток к скважине и во многом определяет технико-экономическую эффективность разработки объекта или участка залежи.

На примере анализа геолого-физических и промысловых показателей участков залежи артинских отложений Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) показано, что определенные по данным керна и геофизическим методам коэффициенты проницаемости не всегда в полной мере характеризуют фильтрационные характеристики коллектора.

С целью объективной дифференциации объектов исследования рассмотрены следующие параметры и свойства, характеризующие пласт:

- литология:
- тип коллектора (первоисточник);
- тип коллектора (после укрупнения);
- коэффициент проницаемости по воздуху $(керн) K_{n_{D \, Keph}}, MД;$
- коэффициент проницаемости по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) К_{пр ГИС}, мД;
- коэффициент проницаемости по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) — К_{по ГДИС}, мД;
- удельный коэффициент продуктивности К_{пров}, м³/сут/атм*м;

• соотношение коэффициентов проницаемости определенных по ГДИС и ГИС — α [6],

$$\alpha = K_{\text{ND }\Gamma\text{JUNC}} / K_{\text{ND }\Gamma\text{UC}}$$
 (1)

• соотношение коэффициентов проницаемости определенных по ГДИС и керну — φ ,

$$\varphi = \mathsf{K}_{\mathsf{ND}\,\mathsf{\Gamma}\mathsf{DMC}}/\;\mathsf{K}_{\mathsf{ND}\,\mathsf{KEDH}} \tag{2}$$

- индекс группы коллектора (после укрупнения):
- коэффициент открытой пористости по керну $\mathsf{K}_{\text{пор керн}}$;
- коэффициент открытой пористости по ГИС К.......:
- коэффициент остаточной водонасыщенности S_{nu} .

Пример сводных исходных данных приведен в таб. 1 [3, 4, 5].

После подготовки исходной информации выполнен анализ типов коллекторов, указанных в первоисточниках. Всего получено 23 различных сочетаний чистых и смешанных типов коллектора. Выяснилось, что при характеристике типа коллектора, не во всех первоисточниках соблюдалось правило «ведущий тип пор помещается в конце определения» [1]. Часто при характеристике типа коллектора применялось обратное правило. Для упрощения дальнейшего анализа 23 установленных типа коллектора были приведены к шести (таб. 2). Названия групп условные и характеризуют сам факт наличия того или иного типа емкостного пространства по объекту. Как видно из таб. 2, наибольшее количество пластов, 77 и 45, попали в группы, представляющие смешанный тип коллектора: каверново-поровый и трещинно-каверново-поровый ственно. Как известно, трещинные коллекторы наименее распространены, что подтверждает малочисленность группы №3 и в представленной базе данных.

№ п/п	Список	Месторождение	Пласт	Литология
1	РФ, Волго-Уральская НГП	Ардатовское	СТкз	известняк
2	РФ, Волго-Уральская НГП	Ардатовское	СТуп-мл	известняк
3	РФ, Волго-Уральская НГП	Ардатовское	Дэв	известняк
4	РФ, Волго-Уральская НГП	Аскаровское	Дэв	известняк
5	РФ, Волго-Уральская НГП	Аскаровское	СТкз	известняк
6	РФ, Волго-Уральская НГП	Балкановское	Дэв	известняк
7	РФ, Волго-Уральская НГП	Балкановское	Дфмн	известняк
8	РФ, Волго-Уральская НГП	Бекетовское	СТкз	известняк
9	РФ, Волго-Уральская НГП	Бузовязовское	СТкз	известняк
10	РФ, Волго-Уральская НГП	Бураевское	Скш2	известняк

Таб. 1 — База данных ФЕС карбонатных коллекторов (первые десять объектов)
Таb. 1 — Reservoir properties data base for carbonate reservoirs (first ten objects)

Целью предлагаемой оценочнопромысловой классификации является дополнение существующих классификаций, которые имеют в своей основе генетические, оценочногенетические критерии, качественные и количественные показатели типа пустотного пространства, интервалы изменения коэффициентов открытой, эффективной пористости и абсолютной проницаемости, определенные преимущественно по керну и ГИС [2].

Материалы и методы

Основным методом исследования является анализ распределения ФЕС по результатам изучения статистических зависимостей и рядов распределения рассматриваемых объектов. База данных сформирована на основе анализа широкого перечня открытых печатных источников и включает информацию по 220 карбонатным продуктивным пластам 98 месторождений [3-5]. В ней представлены месторождения Волго-Уральской (ВУ НГП) и Тимано-Печорской (ТП НГП) нефтегазоносных провинций, Восточной Сибири Российской Федерации, других регионов мира.

Ключевые слова

коллектор, коэффициент проницаемости, исследование, керн, геофизические исследования скважин

В таб. 3 приведена статистика определений различных параметров по типам коллекторов (после укрупнении).

По шести выбранным группам проведен анализ изменения значений параметров характеризующих их ФЕС. В таб. 4 приведены интервалы изменения и средние значения по каждому из показателей. Закономерно максимальные значения коэффициентов проницаемости, определенные различными методами по группам, отмечаются по смешанным типам коллекторов. Рис. 1 показывает изменение средних значений коэффициентов проницаемости по группам и отражает разность скважин выборки и масштаба исследований, по результатам которых получены значения параметра.

Определения по результатам геофизических исследований скважин, как правило, характеризуются наибольшим охватом объекта по площади, так как ГИС проводятся в каждой скважине. На рис. 1 а видно, что максимальные значения среднего К_{пр}, приходятся на группы смешанных типов коллектора № 2, 4,6.

Наибольшее количество определений выполнено по керну и ГДИС. При этом, как показано на рисунке 1 б и в, корреляция между значениями параметра по группам коллекторов отсутствует. Отсутствие связи обусловлено разным масштабом исследований, в случае керна производится определение коэффициента абсолютной газопроницаемости на небольших образцах породы; по ГДИ определяется эффективная проницаемость

Группа коллектора (после укрупнения)	Тип коллектора (после укрупнения)	Тип коллектора (первоисточник)	Частота в выборке
1	поровый	1. поровый 2. поровый (органогенный)	43
2	каверново-поровый	3. каверново-поровый 4. порово-каверновый 5. порово-каверновый (органогенный) 5. порово-каверновый (риф)	77
3	трещинный	6. трещинный 7. трещиноватый	5
4	трещинно-поровый	8. порово-трещинный 9. трещинно-поровый 10. порово-трещинный, поровый	35
5	трещинно- каверново- поровый	11. порово-трещинно-каверновый 12. порово-каверново-трещинный 13. трещинно-каверново-поровый 14. каверново-трещинно-поровый 15. порово-каверновый, трещиноватый 16. порово-кавернозный, трещиный 17. порово-кавернозный, трещинный 18. трещинно-каверно-поровый 19. порово-кавернозно-трещинный	45
6	трещинно- каверновый	20. трещинно-каверновый21. каверново-трещинный22. каверново-трещиноватый (органогенный)23. трещинно-кавернозный	15

Таб. 2 — Укрупнение групп коллекторов по характеристике емкостного пространства Tab. 2 — Consolidation of reservoir groups depending on the void space characterization

Тип коллектора (первоисточник)	Тип коллектора (после укрупнения)	К _{пр керн} (по воздуху)	К _{пр ГИС}	К пр гдис	Кпрод	α	φ	Группа коллектора	К пор_керн	К _{пор_ГИС}	S _{0_BH}
поровый	поровый	12	non	12	0.18	non	1.0	1	0.11	0.11	0.19
поровый	поровый	non	non	5	0.007	non	non	1	0.11	0.11	0.13
поровый	поровый	9	non	32	non	non	3.6	1	0.11	0.11	0.23
поровый	поровый	25	non	non	non	non	non	1	0.10	0.09	0.20
поровый	поровый	19	non	non	non	non	non	1	0.11	0.09	0.20
поровый (органогенный)	поровый	2	non	non	non	non	non	1	0.10	0.09	0.10
поровый	поровый	40.5	non	58	58	non	1.4	1	0.11	non	0.10
поровый	поровый	21	non	non	non	non	non	1	0,09	0,11	0,16
поровый	поровый	188	non	non	non	non	non	1	0,12	0,12	0,16
поровый	поровый	146	22	30	0,37	1,4	0,2	1	0,13	0,15	non

Таб. 1 — База данных ФЕС карбонатных коллекторов (первые десять объектов) — окончание таблицы Tab. 1 — Reservoir properties data base for carbonate reservoirs (first ten objects) — end of table

Тип	К _{пр_керн}	К _{пр_ГИС}	К _{пр_ГДИС}	φ	α	Кпрод	К _{пор_}	К _{пор_ГИС}	кол-во пластов
1	30	18	20	15	8	10	34	37	43
2	64	25	45	41	16	35	68	49	77
3	4	0	5	4	0	2	5	1	5
4	28	12	28	22	9	11	33	22	35
5	28	13	35	21	0	14	26	33	45
6	13	4	14	10	4	4	12	6	15

Таб. 3 — Статистика определения параметров по базе данных, шт Таb. 3 — Statistics of determining parameters using the data base, pc

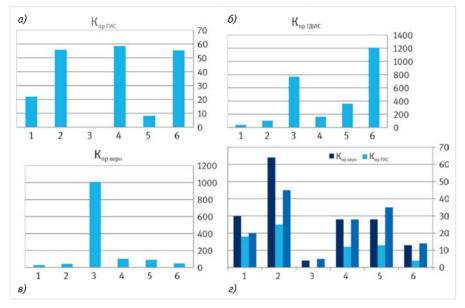
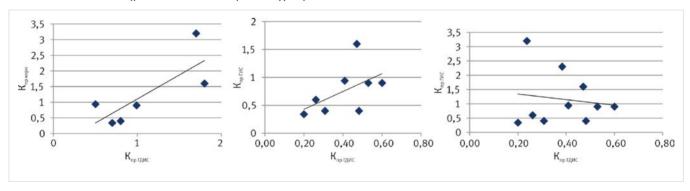


Рис. 1 — Средние значения $K_{_{np}}$ по группам коллекторов: а) $K_{_{np}}$ по результатам интерпретации ГИС; б) $K_{_{np}}$ по результатам ГДИС; в) $K_{_{np}}$ по результатам исследований на образцах керна; г) количество определений коэффициента проницаемости для каждого вида исследований

Fig. 1 — Average value of Knp depending on the reservoir groups: a) K_{np} based on the results of interpreting the reservoir properties; 6) K_{np} based on the results of hydro dynamic research of wells; 8) K_{np} based on the results of researching the test core samples; 2) number of permeability coefficient determinations for each type of research

по жидкости (в подавляющем большинстве случаев это чистая нефть) в зоне дренирования скважины, и отсутствием в открытом доступе более детальной информации по объектам представленной базы данных. Более летальная информация по объекту, как правило, позволяет осуществить поиск зависимостей между ФЕС, определенными различными методами, и выбрать оптимальные алгоритмы распространения свойств в межскважинном пространстве. Так, на примере ВУ ОНГКМ видно, что может существовать достаточно тесная корреляционная связь между коэффициентами проницаемости по ГДИС и керну, ГДИС и ГИС, коэффициенты корреляции 0,78 и 0,53 соответственно (рис. 2). В этом случае параметры определены по одним и тем же скважинам, либо пилотным стволам соответствующих скважин, из которых осуществлялся отбор керна и проводились специальные исследования ГИС. Коэффициенты α и ϕ по участкам отличаются и позволяют дать оценку «типу» проницаемости, определяющему приток к скважинам (таб. 4). Стоит отметить наличие связи между коэффициентами α , ϕ (в меньшей степени) и значениями по атрибуту когерентности, отражающему степень разуплотнения пород в продуктивном интервале. Коэффициент α по участкам с преобладание «трещинного типа» проницаемости № 1, 5, 6, 7 изменяется в интервале 2,3-13,5 при изменении средних значений атрибута когерентности, тогда как по «поровому типу» α составляет 0,83-2,3, а средние значения атрибута когерентности — 0,03-0,05.

Учет участков № 6 и 7 с максимальными значениями α приводит к критичному снижению коэффициента корреляции зависимости между К_{пр ГДИС} и К_{пр ГДИС} (рис. 2 6, в), что говорит о необходимости обязательного включения в комплекс исходной информации данных испытаний скважин, ГДИС и эксплуатации при принятии решений по коллекторам с трещинной и каверновой емкостью и проницаемостью.



Puc. 2 — Кросс-плоты зависимости коэффициентов проницаемости по ГДИС, ГИС и керну для участков ВУ ОНГКМ Fig. 2 — Cross plots of dependencies of permeability coefficients per hydro dynamic research, reservoir properties and test core for the areas of the Eastern Section of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field

Nº	К _{пр_керн} , мД			К _{пр_ГИС} ,	К _{пр_ГИС} , мД			$K_{пр_\GammaДИС}$, мД					α		
14-	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср
1	1	188	29,1	4	64	22,0	3	225	39,9	0,205	56,3	8,3	0,2	5,2	1,4
2	0,2	466	44,0	6	197	55,9	5	461	102	0,208	305	16,2	0,2	11,9	3,6
3	5	4000	1008,3	0	0	0	25,3	3500	769	0,875	10	7,2	0,0	0,0	0
4	0,00001	1400	103,9	9	240	58,5	0,2	2000	162	0,007	670	56,0	0,0	3,4	1,4
5	0,2	997	89,7	0,5	86	8,3	0,34	4000	360	0,419	30	7,1	0,8	13,5	3,6
6	0,5	220,5	48,6	1,5	78	55,4	1,9	11878	1208	0,061	1200	152,5	0,1	1,3	0,6

Таб. 4 — Характеристика выделенных групп коллекторов Tab. 4 — Characterization of the isolated groups of reservoir

Таким образом, имея в наличии первичный набор по комплексу исследований единичных разведочных, поисково-оценочных скважин по результатам комплексирования данных испытаний и первичной интерпретации ГИС и керна можно существенно скорректировать программу доизучения целевых объектов, дифференцировать площадь залежи по данным разведочной сети скважин и опережающих эксплуатационных скважин с функцией доразведки.

При определении группы коллектора, к которой относится исследуемый объект,

- и интервалов изменения значений фильтрационно-емкостных параметров рекомендуется следующая последовательность действий:
- 1. Установить, какой группе коллекторов соответствуют значения проницаемости объекта определенные по ГИС, ГДИС и керну;
- 2. Сверить характеристику типа коллектора, при наличии, и установить «укрупненный» тип коллектора (таб. 3);
- 3. Посмотреть, соответствуют ли значения дополнительных показателей: коэффициенты пористости, продуктивности,
- остаточной водонасыщенности, α и ϕ исследуемого объекта выбранной группе. Указанные параметры могут иметь отклонения от приведенных в таб. 5 интервалов значений;
- 4. При значительных отклонениях параметров, приведенных в классификации, есть возможность пополнения базы данных и корректировки количественных характеристик показателей по группам коллекторов.

Оценочно-промысловая классификация представлена в таб. 6.

Nº	Показатель/№ участка/ «тип» проницаемости,	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
п_п	определяющей основной приток к скважинам	трещин- ный	поро- вый	поро- вый	поро- вый	трещин- ный	трещин- ный	трещин- ный	поро- вый	поро- вый	поро- вый
1	Кол-во крупных разломов, шт	9	4	2	6	2	6	5	5	7	9
2	Среднее значение по атрибуту когерентности	0.12	0.04	0.05	0.04	0.1	0.07	0.07	0.03	0.03	0.05
3	Кпродуктивности (ГДИС), м³/ сут*кгс/см²	0.8	0.3	0.2	0.4	0.54	1.4	0.9	0.26	0.46	0.54
4	К _{пр_ГИС} , мД	0.47	0.48	0.2	0.31	0.26	0.24	0.38	.053	0.6	0.41
5	К _{пр_ГДИС} , мД	1.6	0.4	0.34	0.4	0.6	3.2	2.3	0.9	0.9	0.94
6	К _{пр_керн} , мД	1.8	0.8	0.7	non	non	1.7	non	non	0.99	0.5
7	α	3.4	0.83	1.7	1.3	2.3	13.5	6	1.7	1.5	2.3
8	φ	0.9	0.5	0.5	non	non	1.9	non	non	0.9	1.9

Таб. 5 — Характеристика участков ВУ ОНГКМ Tab. 5 — Characterization of the areas of the Eastern Section of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field

-	Тип	K _{np}	_керн		K _{np}	_гис		K _{np}	_гдис		φ			α			K _{np}	од		K _{noj}	р_керн		K _{noj}	р_ГИС		S _{oct}	_вн	
Группа коллектора	коллектора (после укрупнения)	МИН	макс	9	МИН	макс	0	МИН	макс	ср	МИН	макс	g	МИН	макс	ср	МИН	мак	ср	МИН	макс	9	МИН	макс	g	МИН	макс	9
1	поровый	1	188	29,1	4	64	22,0	3	225	39,9	0,205	56,25	8,3	0,2	5,2	1,4	0,0	58,0	2,8	0,08	0,28	0,13	0,08	0,17	0,12	0,002	0,37	0,18
2	каверново- поровый	0,2	994	44,0	9	197	55,9	2	461	102,5	0,208	305	16,2	0,2	11,9	3,6	0,0	0,66	4,7	0,01	0,22	0,11	0,04	0,19	0,12	0,100	0,33	0,20
3	трещинный	5	4000	1008,3	0	0	0,0	25,3	3500	769,1	0,875	10	7,2	0,0	0,0	0,0	2,0	1,3	1,0	0,04	0,14	60,0	00,00	00,00	00,00	0,190	0,19	0,19
4	трещинно- поровый	0,00001	1400	103,9	6	240	58,5	0,2	2000	161,7	0,007	029	56,0	0,0	3,4	1,4	0,0	45,4	10,5	0,00	0,38	80,0	0,00	0,15	0,07	0,100	0,50	0,22
5	трещинно- каверново- поровый	0,2	266	2,68	0,5	98	8,3	0,34	4000	360,2	0,419	30	7,1	8,0	13,5	3,6	0,2	6,1	1,2	0,02	66,0	0,15	0,01	0,15	0,10	0,100	99,0	0,23
6	трещинно- каверновый	0,5	220,5	48,6	1,5	78	55,4	1,9	11878	1208,2	0,061	1200	152,5	0,1	1,3	9,0	0,5	3,7	2,0	0,01	0,23	60,0	0,03	0,12	0,07	0,080	0,49	0,26

Таб. 6 — Оценочно-промысловая классификация Tab. 6 — Estimated-field classification

К _{прод}			К _{пор_керн} ,	д.ед		К _{пор_ГИС} ,	д.ед		S _{о_вн} , д.е	S _{о_вн} , д.ед			
мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср		
0,0	58,0	8,7	0,08	0,28	0,13	0,08	0,17	0,12	0,002	0,37	0,18		
0,0	99,0	4,7	0,01	0,22	0,11	0,04	0,19	0,12	0,100	0,33	0,20		
0,7	1,3	1,0	0,04	0,14	0,09	0,00	0,00	0,00	0,190	0,19	0,19		
0,0	45,4	10,5	0,00	0,38	0,08	0,00	0,15	0,07	0,100	0,50	0,22		
0,2	6,1	1,2	0,02	0,99	0,15	0,01	0,15	0,10	0,100	0,66	0,23		
0,5	3,7	2,0	0,01	0,23	0,09	0,03	0,12	0,07	0,080	0,49	0,26		

Таб. 4 — Характеристика выделенных групп коллекторов (окончание таблицы)
Таb. 4 — Characterization of the isolated groups of reservoir (end of table)

Итоги

На основе проведенного анализа базы данных предложена оценочно-промысловая классификация карбонатных коллекторов. Создана пополняемая база данных фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов, которая может быть использована для поиска объектов-аналогов по ключевым ФЕС.

Выводы

Для более точной характеристики фильтрационно-емкостных параметров и поиска зависимостей между параметрами объекта рекомендуется проводить весь комплекс исследований на одних и тех же скважинах. Оптимальный набор методов исследований: комплекс стандартных и специальных методов ГИС, прямых методов и лабораторных исследований керна необходимо формировать по результатам строительства первых

разведочных и поисково-оценочных скважин, дающих представление о выявленных типах емкостного пространства.

По результатам определять необходимость постановки 3D сейсмических работ в поддержку разработки, дизайн съемки планировать с учетом предполагаемого типа емкостного пространства и особенностей генезиса объектов аналогов.

Список литература

- 1. Тугарова М.А. Породы-коллекторы: Свойства, петрографические признаки, классификации. Санкт-Петербург, 2004.
- 2. Калинко М.К. Методика исследования коллекторских свойств кернов. М.: Государственное научнотехническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. 225 с.

- 3. Лозин Е.В. Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК «Башнефть». Уфа: БашНИПИнефть, 2015. 270 с.
- 4. Вклад исследований молодых ученых в компьютеризацию проектирования. Сборник докладов научно-технической конференции молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть». Уфа: БашНИПИнефть, 2012. 242 с.
- 5. Сборник научных трудов Всероссийского нефтегазового научноисследовательского института им. А.П. Крылова. Москва, 2007. 345 с.
- 6. Луис Х.Р. Основы разработки трещиноватых коллекторов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012, 118 с.
- 7. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. М.: Недра, 1991. 286 с.

ENGLISH OIL PRODUCTION

Estimated-field classification of carbonate reservoirs

UDC 622,276

Authors

Mikhail A. Monzherin — head of geology and development section¹; Monzherin.MA@gazpromneft-ntc.ru
Rustam N. Asmandiyarov — head of the Department of Geology and development of current¹; Asmandiyarov.RN@gazpromneft-ntc.ru
Shamil Kh. Sultanov — Sc.D., professor²-³; sultanov@mail.ru
Rufina K. Sabirdzhonova — lab assistant²

¹LLC Gazpromneft Science & Technology Centre, Saint-Petersburg, Russian Federation ²FGBOU VO "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, Russian Federation

Institute of strategic researches of the Republic of Bashkortostan, Center of oil and gas technologies and new materials, Ufa, Russian Federation

Abstract

This article presents the results of the analysis formed the base data of the filtration-capacitive properties (FCP) of carbonate reservoirs.

Collected indicators of FCP defined on the whole complex of methods: laboratory studies of core samples, well logging, hydrodynamic well survey, lifetime data.

Proposed assessment field classification of carbonate reservoirs, which allows to evaluate the predominant type of permeability that provides a flow. The purpose of the proposed valuation and commercial classification is to complement existing classifications, which are based on genetic assessment and genetic criteria, qualitative and quantitative indicators of the type of the void space, the intervals of variation coefficients of the open, effective porosity and absolute permeability are defined primarily by core and well logging.

Materials and methods

The database formed on the basis of the analysis of a wide range of open published sources. The analyzed database includes information for 220 of carbonate productive formations 98 of the deposits. In the deposits of the Volga-Ural (VU PNC) and Timan-Pechora (TP OGP) oil and gas provinces of Eastern Siberia of the Russian Federation, other regions of the world.

Results

Created updated database of reservoir properties of carbonate reservoirs, which can be used to find analogues for key FCP.

On the basis of the analysis of the database proposed assessment and field classification of carbonate reservoirs.

Conclusions

For improved characterization of reservoir properties and search of dependences between parameters of an object it is recommended to the whole set of studies on the same wells. The optimal set of research methods: a set of standard and special well-survey methods, direct methods, and laboratory core studies need to build on the results of the construction of the first prospecting and exploration wells, giving an indication of the identified types of capacitive space. According to the results to determine the need for 3D seismic work to support the development, design shooting plan based on the projected type of capacitive space and features of genesis object counterparts.

Keywords

reservoir, permeability coefficient, research, core, well logging

References

- Tugarova M.A. Porody-kollektory: Svojstva, petrograficheskie priznaki, klassifikatsii [Reservoir rock: Properties, petrographic features, classifications]. Saint Petersburg, 2004, 36 p.
- Kalinko M.K. Metodika issledovaniya kollektorskikh svoystv kernov [Methods of investigating reservoir properties of cores]. Moscow: State Scientific and Technical Publishing House of Petroleum and Mining Fuel Literature, 1963, 225 p.
- 3. Lozin E.V. Atlas neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, razrabatyvaemykh PAO

- ANK "Bashneft" [Atlas of oil and gas fields developed by "Bashneft"]. Ufa: BashNIPIneft', 2015, 270 p.
- 4. Vklad issledovaniy molodykh uchenykh v komp'yuterizatsiyu proektirovaniya. Sbornik dokladov nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh-spetsialistov OOO «BashNIPIneft'» [Research contributions of young scientists in the computerization of the design process. The collection of reports of scientifictechnical conference of young scientists-specialists of Ltd BashNIPIneft']. Ufa: BashNIPIneft', 2012, 242 p.
- 5. Sbornik nauchnykh trudov Vserossiyskogo neftegazovogo nauchno-issledovatel'skogo instituta im. A.P. Krylova [Collection of scientific works of the all-Russian oil and gas scientific research Institute. A.P. Krylov]. Moscow, 2007, 345 p.
- Luis Kh.R. Osnovy razrabotki treshchinovatykh kollektorov [Basis of the development of fractured reservoirs]. Moskva-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2012, 118 p.
- 7. Burlin Yu.K., Konyukhov A.I., Karnyushina E.E. *Litologiya neftegazonosnykh tolshch* [Lithology of petroleum bearing strata]. Moscow: *Nedra*, 1991, 286 p.



Трубопроводная продукция:

производство труб и фасонных изделий в антикоррозионном и теплоизолированном исполнениях



Металлопластмассовые трубы и детали трубопроводов Ø 89−325 мм.

Стальные трубы и детали трубопроводов с наружным полимерным покрытием, футерованные внутри полиэтиленовой оболочкой, закрепленной наконечниками из коррозионностойкой стали.



Механические электроизолирующие соединения (МЭСТ).

Предназначены для электрического разъединения трубопроводов в целях устранения блуждающих токов и предотвращения рассеивания защитных токов электрохимической защиты.



Наружное полиэтиленовое покрытие труб Ø 57–1420 мм.

Покрытие наружное защитное на основе экструдированного полиэтилена.

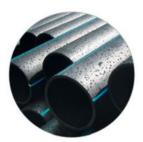


Внутреннее цементно-песчаное покрытие труб Ø 159–1420 мм

для трубопроводов, транспортирующих питьевую и производственно-хозяйственную воду, предотвращающее биоотложения и сохраняющее качество воды.



Трубы и детали трубопроводов с внутренним антикоррозионным лакокрасочным покрытием, металлизационное покрытие концевых участков труб.





Трубы и детали трубопроводов теплоизолированные пенополиуретаном, для подземной бесканальной и надземной прокладки.



Детали трубопроводов стальные приварные с внутренним полимерным покрытием Ø 89–325 мм (ГОСТ 16037) для сооружения и эксплуатации напорных трубопроводов с температурой эксплуатации от -30 до +100 °C.



Трубы с комбинированной изоляцией для строительства магистральных нефте-и газопроводов, а также технологических трубопроводов, транспортирующих высокотемпературную среду до +250 °C. Состоят из базальтового волокна и пенополиуретана.



Полевой способ подготовки концов трубопроводов в виде раструба и конуса. Сборка производится с применением оборудования «Батлер».

Мы минимизируем Ваши потери на авариях трубопроводов!



Pipeline products:

production of pipes and formed parts in anti-corrosive and heat insulation executions



Metal plastic pipes and pipeline parts ϕ 89-325 mm.

Steel pipes and pipeline parts with external polymer coating, lined inside with a polyethylene film secured with anticorrosion steel caps.



Mechanical electrical insulating connections. Designed for electrical disconnection of pipelines for the purpose of eliminating stray currents and preventing protective currents of electrochemical protection from becoming dissipated.



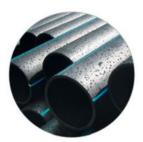
External polyethylene coating for pipes Ø 57-1420 mm. External protective coating based on extruded polyethylene.



Internal cement sand coating of the pipes Ø 159-1420 mm for pipelines, which transport drinking and industrial water which precludes bio buildup and prevents water quality from deteriorating.



Pipes and pipeline parts with internal anti-corrosive lacquer and paint coating Metallized coating of pipe's end section.



Polyethylene pipes Ø 25-450 mm for pipelines, which transport drinking water with a temperature from 0 to +40 °C



Pipes and pipeline parts heat insulated with polyurethane for underground trenchless pipe laying and over-the-ground laying.



Pipeline parts, steel welded ones with an internal polymer coating Ø 89-325 mm (GOST 16037) for construction and operation of pressure pipelines with an operating temperature between -30 and +100 °C.



Pipes with combined insulation for construction of trunk oil and gas pipelines as well as process pipelines which carry high temperature medium up to +250 °C. Made from basalt fiber and polyurethane foam.



Field method of preparing pipeline ends in the form of a flare and taper. Assembly is carried out using Butler equipment.

We minimize your losses incurred in pipeline emergencies!



ПЕРЕОБОРУДОВАННЫЕ МОРСКИЕ КОНТЕЙНЕРЫ





НАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА

- ▶ Собственное производство
- ▶ Количество выпущенных изделий составляет более 100 единиц
- ▶ Модернизация контейнеров выполняется под надзором РМРС
- Модули легко собираются в вахтовые городки для эксплуатации в любых климатических условиях и используются в качестве надстроек на судах, платформах и плавсредствах







МОДУЛЬНЫЕ ПОМЕЩЕНИЯ

- ▶ Жилые блоки любой компоновки от эконом до VIP
- Комплексы для геологоразведки
- Дополнительные служебные блоки для офшорных установок и их переоборудования
- Водолазные станции
- Станции очистки сточных вод
- Модульные установки обеззараживания балластных вод, для монтажа на судах и в портах
- Офисные помещения со спецоборудованием и любой офисной техникой
- Передвижные лаборатории для всех типов контрольного оборудования и всех видов промышленности
- Медицинские и санитарные блоки, банные комплексы, тренажерные залы
- Камбузы, салоны и столовые, бары
- Мастерские любой специализации
- Дизель- и газогенераторные установки
- Топливные станции, оборудованные цистернами и дозирующей аппаратурой
- Помещения для размещения разнообразного промышленного оборудования



Юридический адрес: 192007 Санкт-Петербург, Лиговский пр., д. 228, лит. А

Адрес производства: **ЛО, ПГТ Ульяновка, 6 переулок, дом 16 А.**

Тел.: **(812) 920-09-18. Тел./факс: (812) 670-04-88** E-mail: **oooflagman@inbox.ru**, **office@ooo-flagman.ru**

module.ooo-flagman.ru

ДОБЫЧА УДК 622.276

Обоснование выбора технологий защиты осложненного фонда добывающих скважин

А.Ю. Пресняков

к.т.н., начальник отдела PresnyakovAU@ufanipi.ru

А.М. Хакимов

ведущий научный сотрудник KhakimovAM@ufanipi.ru

А.И. Волошин

д.х.н., эксперт по направлениям добычи VoloshinAl@ufanipi.ru

В.В. Рагулин

к.т.н.

ragulin57@yandex.ru

А.А. Даминов

главный специалист daminov@ufanipi.ru

000 «РН-УфаНИПИнефть», Уфа, Россия

В работе изучены причины слома валов при эксплуатации скважин осложненного фонда, разработаны технологии защиты глубиннонасосного оборудования, предотвращающие сломы.

Материалы и методы

Анализ режимов эксплуатации скважин, химические и металлографические исследования УЭЦН, подвергшихся слому валов.

Ключевые слова

солеотложение, механические примеси, УЭЦН Одним из способов поддержания базового уровня добычи нефти является обеспечение бесперебойной продолжительной работы установок электроцентробежного насоса (УЭЦН), снижение количества их отказов. Основными причинами отказов УЭЦН являются: отсутствие подачи насоса, отсутствие сопротивления изоляции (R-O), негерметичность лифта насосно-компрессорных труб (НКТ), заклинивание насоса, которое может привести к слому вала УЭЦН. Причиной заклинивания насоса может быть его эксплуатация в условиях, осложненных солеотложением, высоким содержанием механических примесей и коррозией.

Используемые технологии борьбы с указанными осложнениями, такие как ингибиторная защита, применение технологий крепления пласта, использование фильтров и другие позволяют существенно снизить негативное влияние осложнений на работоспособность насосного оборудования. Вместе с тем, сочетание таких осложнений как «солеотложение — механические примеси» или «механические примеси — коррозия» взаимно усиливает свое негативное влияние на эксплуатацию погружных насосов и требует применения комплексных технологий защиты [1, 2].

С целью изучения процессов отложения солей и механических примесей на УЭЦН, разработки технологий защиты глубиннонасосного оборудования (ГНО) от таких осложнений был проведен анализ режимов эксплуатации ряда скважин, осложненных отложениями солей и выносом механических примесей. Также были проведены исследования подвергшихся слому валов УЭЦН из четырех скважин данного фонда.

Для оценки возможности воздействия на валы сульфидно-коррозионного растрескивания было проведено определение наличия сероводорода в пробах скважинной продукции. Известно, что коррозионное растрескивание углеродистых сталей вызывается при наличии в среде сероводорода и парциальном давлении более 0,0003 МПа. В результате проведенного анализа, не обнаружено

наличие сероводорода в выделяющемся из жидкости газе и в водной фазе. Таким образом, вероятность влияния на слом вала УЭЦН сульфидно-коррозионного растрескивания опровергнута.

Исследования химического состава образцов валов на стационарном оптико-эмиссионном приборе и металлографические исследования, проведенные с помощью оптического и электронного микроскопов, не выявили расхождения с нормативными показателями. Определение твердости образцов валов методом Роквелла показало, что на образцах со скважин № 1 и 2 (сплав Inconel 718) твердость составляет в среднем 48±1 HRC, а на образцах со скважин № 3 и 4 (сплав Monel K500) — 36±1 HRC, что соответствует стандарту ASTM. Завершающим этапом исследований являлось определение ударной вязкости, которое проводилось по стандартной методике по ГОСТ 9454-78 на копре с вертикально падающим грузом. Исследованные валы со скважин № 1 и 2, изготовленные из сплава Inconel 718, имеют одинаковую ударную вязкость, что свидетельствует о высоком качестве исходного металла. Валы со скважин № 3 и 4, изготовленные из сплава Monel K500, обладают близкими значениями ударной вязкости, но имеют больший разброс значений между соседними испытаниями одной партии. Ударная вязкость валов, изготовленных из сплава Monel K500 почти в 2 раза выше аналогичных показателей валов, изготовленных из сплава Inconel 718. Данные результаты коррелируют с данными по твердости — чем выше твердость, тем меньше значения ударной вязкости.

Изучение геолого-технических характеристик и параметров работы данных скважин показало, что проблема характерна для скважин с низкой обводненностью и высоким газовым фактором. Вынос воды при разгазировании приводит к пересыщению жидкости солями с их последующим выпадением на рабочих органах УЭЦН. Осложняющий работу ЭЦН эффект усиливается в тех скважинах, в которых наблюдается сочетание процессов солеотложения и выноса механических примесей. Эти два осложняющих фактора взаимно усиливают друг друга: механические примеси стимулируют отложение соли, в частности, карбоната кальция, соль, в свою очередь, способствует слипанию частиц механических примесей [1]. На рис. 1 приведены образования, отобранные при комиссионном разборе одного из исследуемых ЭЦН. Это кальцит с присутствием частиц кварца, которые выступают в качестве затравки кристаллизации.

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что основной причиной слома валов в рассмотренных четырех скважинах является сочетание процессов отложения солей и механических примесей на УЭЦН, приводящее к цементации механических примесей, заклиниванию УЭЦН и последующему слому вала.



Puc. 1 — Образования с рабочих колес УЭЦН Fig. 1 — Formations on ESP impeller

Полученные результаты обусловливают необходимость подбора эффективных технологий борьбы с механическими примесями и предотвращения солеотложения. Существующие методы борьбы с мех. примесями можно разделить на использование механических средств (скважинные фильтры различных конструкций) и средств, укрепляющих породу пласта (закачивание химических реагентов).

Наиболее простыми, рациональными и доступными являются механические методы. К ним относится оборудование скважин противопесочными фильтрами различных конструкций: проволочными, сетчатыми, гравийными. Ещё одним методом борьбы с механическими примесями является крепление призабойной зоны пласта химическим и физико-химическим методами. К химическим методам относится искусственное закрепление породы пласта вяжущими и цементирующими составами: синтетическими смолами, цементом с различными добавками, силикатами. Физико-химический метод включает в себя закачку крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в призабойную зону пласта и его последующее закрепление разными способами: путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработкой призабойной зоны химическими реагентами с последующей термической обработкой, проведение гидроразрыва пласта с последующим закреплением.

Для борьбы с отложениями неорганических солей применяется множество методов, которые можно разделить на следующие группы: физические,

технологические и химические (рис. 2). Наиболее распространенные из представленных — химические и технологические.

С целью экспресс-оценки вероятности выпадения солей нами был разработан расчетный модуль, позволяющий рассчитать концентрацию солей в пластовой воде, в зависимости от параметров работы УЭЦН, компонентного состава и влагосодержания газа, параметров работы скважины (дебит, обводненность, плотность нефти и газовый фактор). Расчёт производится с учетом выноса воды при разгазировании добываемой жидкости, показывает изменение ионного состава воды. Проведение такого превентивного расчета позволяет оценивать влияние параметров работы скважины, прогнозировать выпадение солей и планировать мероприятия по их предотвращению. Пример расчета на модуле представлен на рис. 3.

Итоги

Успешно проведены исследования причин слома валов УЭЦН, эксплуатирующихся в осложненных условиях. Установлено, что одной из причин слома валов при эксплуатации скважин является сочетание процессов отложения солей и механических примесей на УЭЦН, приводящее к его заклиниванию и последующему слому.

Выводы

Для снижения количества таких отказов разработаны следующие рекомендации:

 проведение мини-задавок ингибиторов солеотложения в ПЗП с предоторочками взаиморастворителя и гидрофобизатора;

- последовательное закачивание ингибитора солеотложения и кислотного состава с продавкой композиции в пласт, с целью повышения эффективности действия ингибирующего состава и очистки поверхности погружного скважинного оборудования от отложившихся солей;
- введение в жидкости глушения скважин ингибиторов солеотложения;
- применение кислотных составов, содержащих ингибитор солеотложения при проведении промывок УЭЦН;
- проведение превентивных расчетов степени концентрирования солей в зависимости от дебита, обводненности, газового фактора.

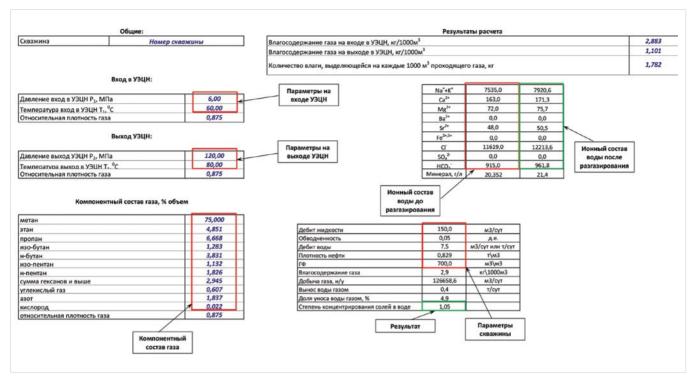
Выполнение данных рекомендаций и своевременных мероприятий по предотвращению отложения солей позволит значительно сократить количество отказов глубинно-насосного оборудования по причине слома вала, повысить эффективность эксплуатации УЭЦН.

Список литературы

- Михайлов А.Г., Ягудин Р.А., Волгин В.А., Стрижнев В.А., Рагулин В.В.
 Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» // Территория Нефтегаз. 2010. №12. С. 84–89.
- 2. Михайлов А.Г., Ягудин Р.А., Волгин В.А., Шакиров Э.И. Анализ применения технологий защиты скважин при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2010. №12. С. 71–74.



Puc. 2 — Методы предотвращения солеотложения Fig. 2 — Methods for scaling preventing



Puc. 3 — Пример расчета концентрации солей в пластовой воде Fig. 3 — Calculation of salt concentration in strata water

ENGLISH OIL PRODUCTION

Justification of technologies selected to protect difficult production wells

UDC 622.276

Authors:

 $\textbf{Alexander Yu. Presnyakov} - \texttt{Ph.D., head of department;} \ \underline{\textbf{PresnyakovAU@ufanipi.ru}}$

Azamat M. Khakimov — researcher; KhakimovAM@ufanipi.ru

Alexander I. Voloshin — Sc.D., an expert in production areas; VoloshinAl@ufanipi.ru

 $\textbf{Victor V. Ragulin} - Ph.D.; \underline{ragulin57@yandex.ru}$

 $\textbf{Azat A. Daminov} - \textbf{chief specialist;} \ \underline{\textbf{daminov@ufanipi.ru}}$

RN-UfaNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

Abstract

The paper explores ESP shaft failures, occurring in difficult wells. It also presents protection technology for downhole pumping equipment to prevent failures.

Materials and methods

Review of well operation modes, chemical and metallographic study of ESPs with broken shafts.

Results

Broken shafts of ESPs operating in difficult wells have been effectively studied. It has been revealed that one of the causes of broken ESP shafts is related to deposition of scale and solids around ESP units, which leads to sticking and failing.

Conclusions

The following recommendations have been developed to reduce such failures:

- injection of small amount of scale inhibitors into the bottomhole area with pre-slug of mutual solvent and oil wetting agent;
- sequential injection of scale inhibitor and acid compound and squeezing the composition into the formation, in order to increase inhibitor performance and to remove scaling from the surface of downhole equipment;
- adding scale inhibitors to well-killing fluids:
- use of acid compounds containing scale inhibitor for ESP flushing;
- preventive calculation of scale concentration potential based on production rate, water-cut, and gas/oil ratio. Implementation of these scale-preventing recommendations and actions will significantly reduce the number of shaft failures in downhole pumping equipment and improve ESP efficiency.

Keywords

scaling, mechanical impurities, ESP

References

- 1. Mikhailov A.G., Yagudin R.A., Volgin V.A., Strizhnev V.A., Ragulin V.V. Kompleksnaya zashchita skvazhinnogo oborudovaniya pri peskoproyavlenii v OOO «RN-Purneftegaz» [Complex
- protection of downhole equipment at sand development in «RN-Purneftegaz» LLC]. *Territorija neftegaz*, 2010, issue 12, pp. 84–89.
- 2. Mikhailov A.G., Yagudin R.A., Volgin V.A., Shakirov E.I. *Analiz primenenija tehnologij*

zashhity skvazhin pri peskoprojavlenii v OOO «RN-Purneftegaz» [Analysis of well protection procedure application against sand production at the example of OOO RN-Purneftegas]. Oil. Gas. Novations, 2010, issue 12, pp. 71–74.



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



Агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;



Комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;



Комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания нефти;



Технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;



Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и выпускаем резервуарное, насосное, спецтехнологическое оборудова ние, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

Проверку дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);

Проверку огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;

Ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113

+7 (8452) 26-16-59, 50-59-82

+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru

WWW.SAPCON.RU

ДОБЫЧА УДК 622,276

Повышение эффективности эксплуатации динамических насосов для перекачки нефтепродуктов

Р.С. Гарифуллин

главный механик
garifullinrs@tatneft.ru

Л.М. Ахметзянов

ведущий инженер ОГМ ahmetzyanovlm@tatneft.ru

И.Н. Гарипов

ведущий инженер ОГМ an_ogm@tatneft.ru

НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск. Россия

В ПАО «Татнефть» реализуется программа оптимизации производства и сокращения собственных издержек. Снижение затрат на эксплуатацию наземного нефтепромыслового оборудования — одна из важнейших задач в рамках обозначенной программы. В данной статье рассмотрена модернизация уплотнений вала насосных агрегатов для перекачки добытой жидкости.

Ключевые слова

насос ЦНС, торцовое уплотнение

Виды уплотнений

Для перекачки добытой жидкости применяются динамические насосы центробежного типа действия. В технологической цепочке процесса добычи нефти для перекачки жидкости в цехах добычи нефти и газа и подготовки нефти задействованы насосы типа ЦНС. В конструктивном исполнении герметичность насоса достигается двумя видами уплотнений: сальниковыми и торцовыми. Внешний вид данных уплотнений представлен на рис. 1 и 2. Положительные и отрицательные стороны приведены в таб. 1.

Торцовые же уплотнения, по своему конструктивному исполнению, делятся на одинарные, одинарные с дополнительной щелевой парой типа «Сеноман» и двойные торцовые уплотнения типа «Тандем». Также существуют герметичные насосные агрегаты, но по причине высокой стоимости и неремонтопригодности такие насосы распространение не нашли.

При эксплуатации насосных агрегатов существует ряд технических проблем, оказывающих влияние на эффективность работы уплотнений. К таким проблемам следует относить:

- содержание газов в перекачиваемой среде с превышением от паспортных характеристик;
 высоковязкая эмульсия:
- 3) наличие абразива в перекачиваемой среде;
- 4) влияние низких/отрицательных температур;
- 5) влияние отложений солей.

Модернизация конструкции торцовых уплотнений

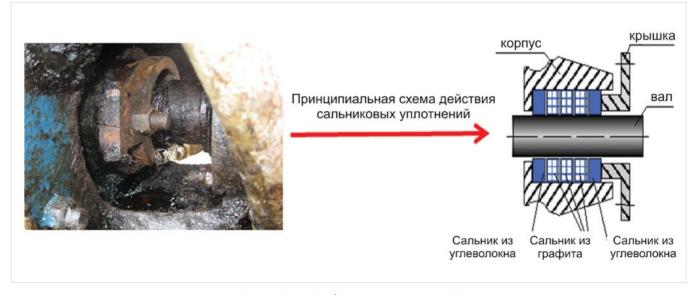
Для перекачки жидкостей третьего и четвертого класса опасности группы взрывоопасных смесей категории Т1, Т2, Т3, Т4 применяют либо двойные торцовые уплотнения, либо в обоснованных случаях — одинарные торцовые уплотнения с дополнительным уплотнением [1]. Применение торцовых уплотнений экономически обосновано, так как увеличивает межремонтный цикл, отвечает требованиям безопасности, позволяет обеспечить насосы системой автоматизации, блокировки и защиты. В то же время одинарные торцовые уплотнения очень чувствительны к нарушениям условий их работы. Особенно губительным является даже кратковременная работа в условиях сухого трения при образовании газовых пробок, недостаток смазки трущихся пар [2, 3].

Для успешной эксплуатации уплотнений насосов НГДУ «Альметьевнефть» тесно сотрудничает с разработчиками и производителями торцовых уплотнений. Так, например, специально разработанные и поставляемые уплотнения адаптированы под условия работы в системе НГДУ.

Конструкция уплотнений (рис. 3) предусматривает:

- Прокачку рабочей жидкости через зону трущихся пар для удаления газовой пробки, их охлаждения и смазки.
- Возможность установки датчика утечки или манометра для контроля за состоянием трушихся пар.
- Принудительная смазка через пресс-масленку.
- Наличие камеры с постоянной консистентной смазкой в зоне трущихся пар с предотвращением ее утечки.

В качестве торцового уплотнения проливки в конструкции применяется патрубок, который сообщается с выкидным коллектором насосного агрегата после обратного клапана (рис. 4), а также применена принудительная смазка через пресс-масленку. Данные решения позволяют предотвратить выход из строя торцового уплотнения: при работе насоса пара трения торцового уплотнения не будет перегреваться, так как перекачиваемая среда применяется в качестве смазывающего материала, а излишки газов будут отводиться в трубопровод.



Данные конструкции торцовых уплотнений обеспечивают надежную работу насосных агрегатов в межремонтный период без отказов по причине образования газовых пробок, и позволяют наладить автоматический контроль за их работой.

Итоги

Положительный эффект от применения таких модернизированных уплотнений проявляется в следующем:

- Увеличение межремонтного периода обслуживания насосов.
- Отсутствие необходимости постоянного визуального контроля за работой торцовых уплотнений, упрощение их эксплуатации.

- Простота конструкции, легкость обслуживания (не требуется квалифицированный персонал для обслуживания).
- Снижение простоев оборудования и ремонтных затрат.
- Достигнута оптимизация затрат при эксплуатации насосного оборудования. По предварительным оценкам годовой экономический эффект с одного объекта перекачки нефтепродуктов (ДНС/ГЗНУ) составляет 991,5 тыс. руб. в год.

Выводы

Реализация комплекса мероприятий по внедрению вышеперечисленных технических решений обеспечивает в целом повышение эффективности производственных процессов при эксплуатации насосного оборудования, создание благоприятных и безопасных условий труда обслуживающему персоналу, сокращение издержек предприятия за счет снижения уровня недоборов нефти и предотвращения отказа нефтепромыслового оборудования.

Список литературы

- 1. Голубев А.И. Торцовые уплотнения вращающихся валов.
 М.: Машиностроение, 1974, 212 с.
- 2. Майер Э. Торцовые уплотнения. М.: Машиностроение, 1978. 288 с.
- 3. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Альянс, 2010. 588 с.

	Преимущества	Недостатки
Сальниковые уплотнения	 Доступная цена. Простота обслуживания, легкость и оперативность замены. Возможность комбинирования сальников с различными техническими характеристиками для достижения наилучшего эффекта при уплотнении. 	 Чувствительность к перекачиванию жидкости с высоким содержанием газа. Чувствительность к неровностям и шероховатости рабочей поверхности вала. Необходимость в ежедневном мониторинге контроля допустимых утечек. Существует возможность «выдавливания» уплотнения.
Торцовые уплотнения	 Высокие герметичные способности. Минимальная потребность мониторинга со стороны оператора д/н по непревышению утечек жидкости. Проведение технического обслуживания торцового уплотнения совмещается с годовым графиком обслуживания насоса ЦНС. Отсутствие чувствительности к неровностям поверхности рабочего вала. 	 Высокая стоимость. Чувствительность к отрицательным температурам. Чувствительность к повышенному содержанию газа в перекачиваемой среде. Неремонтопригодность. Отсутствие возможности первоначальной установки торцовых уплотнений в полевых условиях.

 $Ta6.\ 1$ — Положительные и отрицательные стороны двух типов уплотнений насосных агрегатов $Tab.\ 1$ — Positive and negative sides of the two seal types of pump assemblies



Рис. 2 — Внешний вид торцовых уплотнений Fig. 2 — Face seal

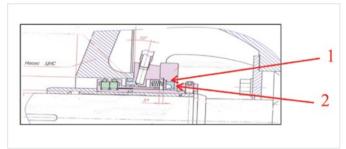


Рис. 3— Изменение конструкций торцового уплотнения 1— изоляция пружин от перекачиваемой среды; 2— применение износостойкой резины

Fig. 3 — Design modification of face seal 1 — springs insulation against pumped medium; 2 — wear-resistant rubber

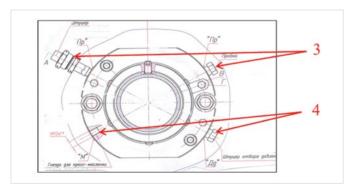
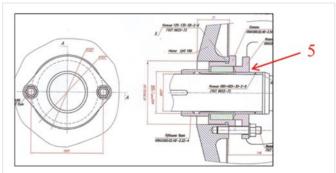


Рис. 4— Внедрение маслосистемы
3— применение проливки в конструкции торцового уплотнения;
4— масленка

Fig. 4 — Implementation of lubrication system 3 — application of spillage; 4 — oiler



Puc. 5 — Прижимная втулка Fig. 5 — Pressing plug

ENGLISH OIL PRODUCTION

Increasing operating efficiency of continuous flow pumps for pumping petroleum products

UDC 622.276

Authors:

Ruslan S. Garifullin — chief mechanic; garifullinrs@tatneft.ru
Lenar M. Akhmetzyanov — lead engineer; ahmetzyanovlm@tatneft.ru
Ilnar N. Garipov — lead engineer; an_ogm@tatneft.ru

Oil and Gas Production Department "Almetyevneft" PJSC "Tatneft", Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

PJSC Tatneft has been implementing a program for production optimization and reducing its own costs. Cutting down the costs incurred in operation of above ground oil field equipment is one of the key priorities within the framework of the above mentioned program. This article discusses the upgrading of pump unit shaft seals for the pumping of produced liquid.

Results

The positive effect produced as a result of using such upgraded seals is as follows:

• Longer period between repairs in the service

of the pumps.

- No need to make continuous visual inspection of the face seal operation, simpler operation of the face seals.
- Simple design, easy maintenance (no qualified personnel is required for maintenance)
- Reduced equipment downtime and reduced repair costs.

Cost optimization has been achieved in operation of the equipment. According to preliminary estimates, annual economic savings achieved by one petroleum products pumping facility (Booster Pump Station/Group Metering Pump Station) amounts to RUR 991.5 thous. a year.

Conclusions

Implementation of a set of measuress aimed at putting in place the above engineering solutions generally makes production processes involving operation of pump equipment more efficient, ensures that favorable and safe working conditions for the operating personnel are created, makes sure that the enterprise's costs are reduced due to lowering shortfalls in oil production and preventing oil field equipment failures.

Keywords

sectional centrifugal pump, face seal

References

1. Golubev A.I. *Tortsovye uplotneniya* vrashchayushchikhsya valov [Face seals of rotary shaft]. Moscow:

Mashinostroenie, 1974, 212 p.

- 2. Mayer E. *Tortsovye uplotneniya* [Face seals]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1978, 288 p.
- Molchanov A.G. Mashiny i oborudovanie dlya dobychi nefti i gaza [Machines and equipment for oil and gas production]. Moscow: Al'yans, 2010, 588 p.

Уважаемые коллеги!

В наступающем 2018 году желаем вам:

финансовой стабильности, успеха в начинаниях, больших перспектив, а также крепкого здоровья и уверенности в своих силах!



000 «СУРЭЛ»

190020, Россия, г. Санкт-Петербург Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н т.: (812) 786-50-39, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94 ф.: +7 (812) 786-50-39, 252-76-76, 327-91-76 surel@sp.ru



ПОЛИУРЕТАНЫ СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году. Ведущее предприятие по производству силоксановых и уретановых эластомеров.

НОМЕНКЛАТУРА ПРОДУКЦИИ:

1. ПОЛИУРЕТАНЫ

- форполимеры (преполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору от 35 до 95 А, по Шору – 55,60 D.
- форполимеры (преполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердость по Шору 70,75,80D.
- форполимеры (преполимеры) на основе капролактона для производства эластомеров.

Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А 60, 75, 90.

- о защитные полиуретановые покрытия (АИП);
- о универсальное связующее для резиновой крошки;
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения для изготовления эластомеров;
- радиационно-термо-морозо-агрессивостостойкие фторуретаны для производства эластомеров.

2. СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

 силоксановые композиции (силиконовые) композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей.

> 3. ОТВЕРДИТЕЛИ

Номенклатура продукции разработана с учетом всех возможных требований. Вместе с тем, мы готовы разработать новые продукты в соответствии с техническими требованиями заказчика.

ДОБЫЧА УДК 622.276

Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями

М.С. Космачева

соискатель
m.kosma4eva@yandex.ru

И.М. Индрупский

д.т.н., заведующий лабораторией i-ind@ipng.ru

ИПНГ РАН, Москва, Россия

В статье исследуется влияние проводимости тектонического нарушения на показатели разработки залежи нефти в режиме истощения. Сопоставляются ситуации, в которых разлом является изолирующим или капиллярным барьером. В обоих случаях нарушение выделяется как по наличию амплитудного смещения, так и по различию отметок водонефтяного контакта в примыкающих к разлому частях залежи. Исследования проводятся на гидродинамической модели гипотетической залежи углеводородов, основанной на исходных данных по одному из месторождений Западной Сибири. Результаты моделирования показали, что ошибочные оценки проводимости разрывного нарушения могут приводить к неправильному выбору системы разработки и очередности ввода скважин, что существенно сказывается на технологических показателях и выработке запасов.

Материалы и методы

Исследование выполнено на основе анализа литературных данных и численного моделирования с использованием 3D-модели гипотетической залежи нефти с параметрами, соответствующими одному из месторождений Западной Сибири.

Ключевые слова

тектоническое нарушение, изолирующий разлом, капиллярный барьер, давление смещения, гидродинамическое моделирование, водонефтяной контакт, режим истощения

В современных условиях развития нефтегазовой отрасли основным резервом поддержания уровней добычи нефти как в нашей стране, так и во многих регионах мира являются трудноизвлекаемые запасы углеводородов (ТИЗ). И если раньше на их долю, по разным оценкам, приходилось порядка 10—25 % от общего объема, то в последние годы специалистам по геологии и разработке нефтяных и газовых залежей приходится все чаще встречаться с так называемыми осложненными геолого-физическими условиями эксплуатации объектов.

Одним из критериев отнесения запасов углеводородного сырья к трудноизвлекамым является раздробленность месторождения тектоническими нарушениями. Это связано, с одной стороны, с формированием барьеров для течения. С другой — с образованием зон вторичной трешиноватости вблизи разломов. а также с возможным наличием зон резкой неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), в которых существенное влияние на распределение флюидов оказывают капиллярные эффекты. Также часто отмечаются специфические особенности откликов давления при гидродинамических исследованиях и гидропрослушивании, регистрируемых в скважинах, находящихся вблизи одиночного или группы тектонических нару-

Многими российскими исследователями описано влияние тектонических нарушений на формирование залежей и особенности их разработки. Этот вопрос имеет важное теоретическое и прикладное значение и не теряет актуальности, так как его решение оказывает влияние на поисковые, разведочные и эксплуатационные работы на месторождениях углеводородов [1-5]. С одной стороны, разломы обычно препятствуют латеральной фильтрации нефти и газа. С другой, они в периол формирования нефтяных и газовых залежей служили путями миграции углеводородов. Однако по-прежнему многие вопросы, связанные с влиянием разломов на разработку месторождений, остаются недостаточно исследованными. И нет единых подходов к проектированию разработки подобных месторождений, что в результате влияет на эффективность нефтеизвлечения [6]. Более того, имеются разночтения даже в системе понятий и терминов. Такое положение указывает на необходимость дальнейших исследований влияния разрывных нарушений на эффективность эксплуатации месторождений.

Под общим, нейтральным термином «разрыв» понимаются поверхности нарушения сплошности, связности геологических тел. Неоднородности любого масштаба оказывают влияние на движение флюида. Несмотря на широту и сложность общей классификации разрывных нарушений, среди них выделяются две большие группы — нарушения без смещения и нарушения со смещением. Первые принято называть трещинами, вторые объединяются под названием «разломы».

Обычно трещины являются более мелкими разрывными нарушениями, но в то же время самыми многочисленными. От разломов трещины также можно отличить отсутствием зон брекчеванных и милонитизированных пород в их полостях и обычно отчетливыми, поддающимися измерению смещениями рассекаемых ими геологических границ (контактов тел или других разрывов). Величина смещения, которая позволяла бы их разделять, никем не установлена и поэтому условна.

Говоря о разломах, на интуитивном уровне мы предполагаем смещение одного блока породы относительно другого вдоль некоторой поверхности, по которой произошел разрыв сплошности. Такие разломы называются хрупкими разломами. В то же время, деформации, вызванные перемещением блоков, могут быть распределены в некоторой зоне и быть выражены утончением слоев или их интенсивной складчатостью без разрыва сплошности. В этом случае разломы называются вязкими или пластическими, а соответствующие зоны — зонами смятия [7].

Для разработки месторождений нефти и газа важным аспектом классификации является дифференциация разломов на проводящие флюиды и непроводящие. Признаки непроводимости разлома можно проследить при интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Метод гидропрослушивания позволяет количественно и качественно определить гидродинамическую связь между пластами и скважинами, а в комплексе с другими методами оценить неоднородность коллектора и влияние литологических экранов. Наличие в области дренирования скважины зон с резко выраженной неоднородностью, в том числе непроницаемых экранов, зон выклинивания. сбросов и так далее, может быть определено и по характерному виду кривых восстановления давления (КВД) [8].

Определение возможного влияния разломов на разработку объекта ограничивается разномасштабностью измерений. Тогда как керн и геофизические исследования скважин (ГИС) изучают породу в пределах скважины и ограниченного околоскважинного пространства, другие исследования связаны с процессами в пределах всей залежи или значительной ее области (сейсмика, а также динамические данные, такие как история разработки, данные ГДИС и т.д.). Вдобавок геологи при построении моделей сталкиваются с косвенностью, небольшим объемом и неоднородностью данных, что требует проверки их качества и непротиворечивости друг другу.

Вместе с тем, даже наличие смещения и разницы в отметках флюидальных контактов между примыкающими блоками не обязательно означает непроницаемость разлома. Наличие такого рода несоответствий и необходимость их разрешения привели к возникновению альтернативных подходов для

описания механизма влияния разлома на гидродинамические процессы. Рассмотрим один из них подробнее.

Ю.Я. Большаковым для объяснения влияния разломов на формирование залежей предложена концепция капиллярных барьеров [9]. Капиллярный барьер для нефти и газа может возникнуть по двум причинам. Во-первых, за счет изменения по латерали структуры порового пространства и, в частности, наибольшего радиуса пор в породах, слагающих нефтегазоносный коллектор. Во-вторых, вследствие увеличения межфазного натяжения на контакте пластовой воды и углеводородов, что, в том числе, может произойти при снижении со временем пластовой температуры.

Наибольший интерес с точки зрения роли разлома в процессе разработки залежи представляют капиллярные барьеры первого рода. Главное условие для улавливания углеводородов такими капиллярными барьерами — неоднородность пласта и ступенчатая изменчивость структуры порового пространства на границе, формируемой разломом. То есть капиллярные барьеры возникают на участках контрастной изменчивости фильтрационных свойств пород, в частности, в результате смещений по поверхности разломов. Например, если смещение привело к контакту через разлом пластов, формировавшихся в различных геологических условиях и залегавших в определенном порядке.

Как следствие, различия структуры порового пространства и капиллярных характеристик, наличие капиллярного барьера в нефтяной залежи приводит к разным уровням нулевой нефтенасыщенности с двух сторон от барьера. Это различие не связано с непроводимостью разлома. Оно есть результат разного подъема поверхности нулевой нефтенасыщенности, определяемой величиной давления смещения на капиллярной кривой, над уровнем зеркала свободной воды (ЗСВ). ЗСВ, в свою очередь, является отметкой нулевого капиллярного давления, или одинакового давления в фазах. То есть, капиллярный барьер с точки зрения начальной конфигурации водонефтяного контакта (ВНК) не отличим от непроницаемого разлома. Но он не препятствует фильтрации фаз в процессе последующей разработки залежи.

Цель данной работы состоит в исследовании влияния характера проводимости разлома (непроводящий или капиллярный барьер) на особенности разработки нефтяной залежи. Предполагается, что разлом отчетливо выделяется по наличию смещения и различию отметок ВНК, но характер

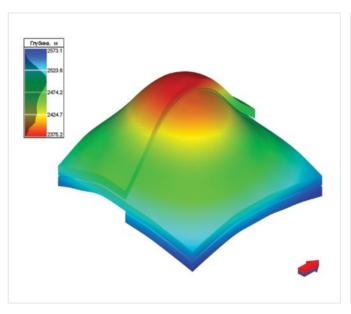


Рис. 1 — Объемный вид 3D-модели гипотетической залежи

Fig. 1-3D model of hypothetical deposit

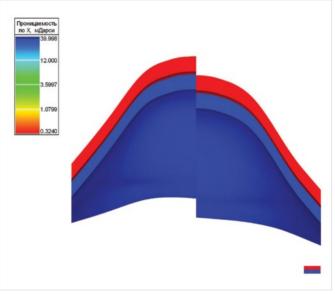
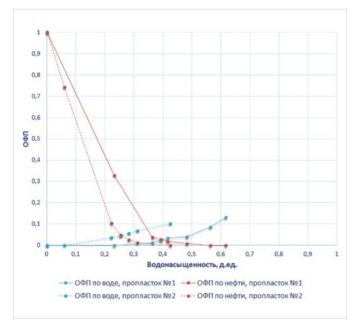


Рис. 2 — Вариант распределения значений проницаемости (эффективной) в разрезе модели

Fig. 2 — Distribution of (effective) permeability values in the model (cross-sectionview)



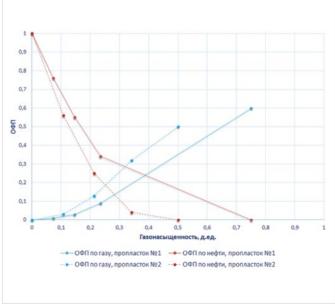


Рис. 3 — Кривые ОФП для двух пропластков (нормировка в ЭПП). Пропласток №1— высокопроницаемый, №2 — низкопроницаемый Fig. 3 — Relative permeability curves for the two layers (as per EPS concept). 1— high permeability layer, 2 — low permeability layer

его проводимости неизвестен, что является типичной ситуацией для многих объектов на начальной стадии разработки.

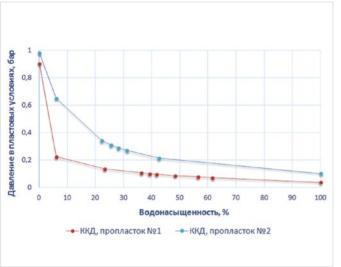
Постановка задачи и расчетная модель

Для сопоставительной оценки влияния разлома в вариантах непроводящего или капиллярного барьера созданы статическая и динамическая модели гипотетической залежи углеводородов, осложненной тектоническим нарушением со смещением. Предполагается, что в результате тектонических процессов части (блоки) залежи сдвинуты друг относительно друга по вертикали. Разлом с амплитудой сдвига 20 м проходит через всю толщину модели в центральной (купольной) части структуры (рис. 1). Сама залежь углеводородов представлена слоисто-неоднородным коллектором, что выражается в наличии двух пропластков с различными ФЕС. Таким образом, в разрезе модели присутствует два равных по толщине продуктивных пропластка, разделенных глинистой перемычкой толщиной 3 м. В результате тектонического нарушения со смещением через разлом граничат пропластки с существенно различными ФЕС. Модель имеет размерность 100x100x35 ячеек, размеры ячеек в плане dx=dy=50 м, по вертикали — dz=1 м.

Задание исходных данных для модели реализовано в рамках концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [10]. Распределения ФЕС соответствуют коэффициентам эффективной пористости $m_{,\phi}$ (доля объема пустот в объеме элемента породы, за исключением связанной воды) и эффективной проницаемости $k_{,\phi}$ (фазовой проницаемости для нефти в присутствии неснижаемой (связанной) водонасыщенности S_{so}). При этом насыщенности фаз также нормируются не по открытому, а по эффективному поровому объему, а коэффициент сжимаемости эффективной пористой среды

рассчитывается с учетом влияния связанной воды. В рамках данной статьи возможное влияние вертикальной фильтрации флюидов через глинистую перемычку не учитывается, но его планируется дополнительно оценить в дальнейших исследованиях.

Кривые ОФП и капиллярного давления (ККД), осредненные свойства коллектора и флюидов, интервал глубин, начальное пластовое давление и другие необходимые для моделирования данные приняты по аналогии с одним из действующих месторождений Западной Сибири и соответствуют характерным параметрам ряда юрских залежей других месторождений. ФЕС, ОФП и ККД для двух пропластков приняты по данным исследований образцов керна из относительно высокопроницаемой части и из зоны ухудшенных коллекторских свойств. Как следствие, на поверхности контакта пропластков по разлому имеет место резкое изменение характеристик коллектора. Эффективная пористость



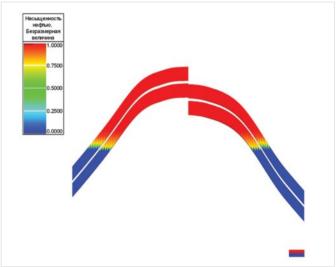
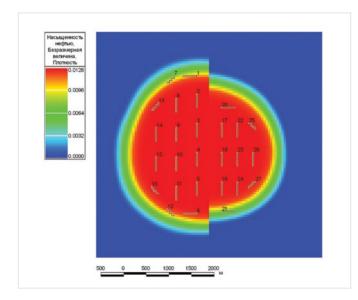


Рис. 4— ККД для двух пропластков (нормировка в ЭПП) Пропласток №1— высокопроницаемый, №2— низкопроницаемый

Fig. 4- Capillary pressure curves for the two layers (as per EPS concept) 1- high permeability layer, 2- low permeability layer

Рис. 5— Распределение начальной нефтенасыщенности (нормировка в ЭПП) в разрезе модели

Fig. 5 - Distribution of initial oil saturation (as per EPS concept) in the model (cross-section view)



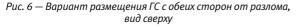
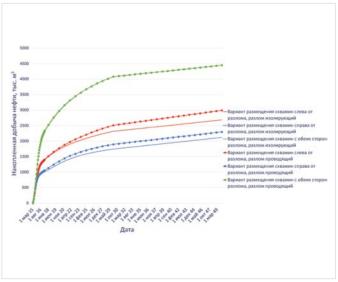


Fig. 6 — Placement of horizontal wells on both sides of the fault, top view



Puc. 7— Динамика накопленной добычи нефти в вариантах с различной зоной размещения скважин

Fig. 7— Cumulative oil production dynamics with respect to various options of well placement

составляет 12,5 и 7,5 %, эффективная проницаемость — 40 и 0,324 мД для высоко- и низкопроницаемого пропластков соответственно. В рамках исследованных вариантов относительное положение в разрезе высоко- и низкопроницаемого пропластков варыровалось, то есть менялись местами все свойства верхнего и нижнего пропластков. На рис. 2 представлен один из вариантов распределения эффективной проницаемости. Кривые ОФП и ККД для двух пропластков представлены на рис. 3–4.

Возможность накопления углеводородов в ловушках и флюидоупорные свойства покрышки или латерального барьера (градиент давления, необходимый для начала фильтрации нефти через барьер) определяются величиной капиллярного давления смещения. Давление смещения — это давление начала вытеснения смачивающей фазы несмачивающей. Оцененные по керновым ККД значения давления смещения для высокопроницаемого

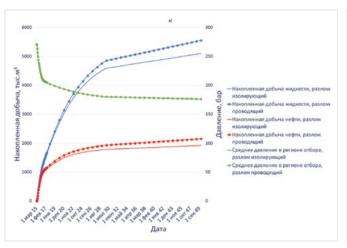
и низкопроницаемого пропластков составляют 0,039 и 0,103 бар (1 бар = 0,1 МПа) соответственно. Таким образом, по поверхности разлома контактируют две граничащие области с различным давлением смещения, что при едином уровне ЗСВ приводит к разнице в уровнях 100%-ной водонасыщенности. В смоделированной залежи разница уровней 100%-ной водонасыщенности составила 2 м, а уровней притока чистой воды (нефтенасыщенность равна остаточной) — 5 м (рис. 5). Отметим, что вся модель строится как единая зона равновесной инициализации (капиллярно-гравитационного равновесия), и различие в отметках флюилальных контактов не зависит от характера проводимости разлома.

Исследование влияния проводимости разлома на разработку залежи

На описанной модели проведена серия расчетов, имитирующих различные сценарии разработки залежи. Все расчётные варианты реализованы в двух версиях: разлом является полностью проводящим (не меняет потоки между контактирующими ячейками) или разлом является полностью изолирующим (проводимость между ячейками, граничащими через разлом, зануляется).

Рассматривается система разработки залежи горизонтальными скважинами (ГС) без воздействия на пласт, на естественном режиме. Количество ГС, длина стволов, межрядное расстояние и прочие параметры сетки определены стандартными методами проектирования. В различных вариантах расчетов ГС располагались или только в части залежи справа от разлома, или только слева, или по обе стороны от него (рис. 6). Проводка стволов и интервалы вскрытия пласта скважинами заданы с учетом конфигурации флюидальных контактов.

Забойное давление принято на уровне давления насыщения для одной группы вариантов и на 25% ниже для второй, с целью



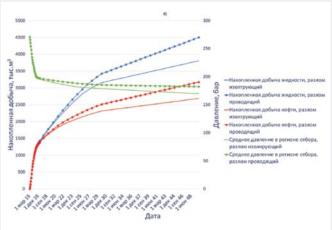
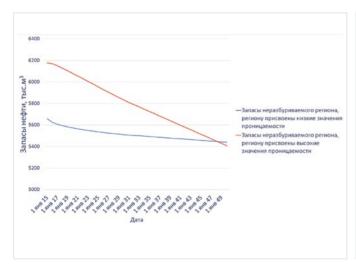


Рис. 8 — Динамика основных показателей разработки для сопоставимых вариантов с проводящим и изолирующим разломом: а) заразломный регион высокопроницаем

Fig. 8 — Field development dynamics in the cases of conductive and sealing faults with: a) low permeability of the zone behind the fault b) high permeability of the zone behind the fault



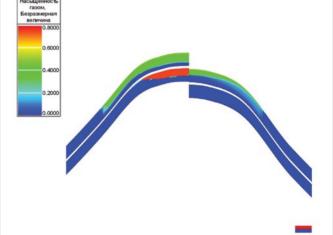


Рис. 9 — Динамика изменения запасов нефти в контактирующем с разломом пропластке неразбуренной зоны в случае его низкой и высокой проницаемости

Fig. 9 - Dynamics of oil reserves in the undeveloped zone, adjacent to the fault, in the cases of its low and high permeability

Рис. 10 — Распределение газонасыщенности в разрезе пласта на конец расчетного периода. Наблюдается образование техногенной газовой шапки не только в разбуренной зоне (слева), но и в неразрабатываемой части залежи (справа). Высокопроницаемый пропласток — нижний

Fig. 10 — Gas saturation at the end of the simulation period. The study reveals production-induced gas cap in both developed (left) and undeveloped (right) section of the deposit. High permeability layer is the lowest

исследования влияния разлома на формирование вторичной газовой шапки. Еще одна серия вариантов дублировала описанные, но замене подлежало относительное положение в разрезе высоко- и низкопроницаемого регионов модели, то есть менялись местами все свойства верхнего и нижнего пропластков. Расчетный период во всех вариантах — 35 лет.

Результаты многовариантных расчетов позволили сделать ряд обобщающих выводов.

Довольно очевидными являются выводы с точки зрения динамики добычи флюидов и выработки запасов. При прочих равных параметрах (забойные давления, взаимное соотношение свойств пропластков) для схемы с размешением ГС по обе стороны от разлома величины накопленной добычи нефти и жидкости практически не зависят от его проводимости, то есть влияние разлома нивелируется системой разработки (рис. 7). Если же рассматривать аналогичные варианты с размещением ГС только справа или только слева от разлома, то они по накопленной добыче жидкости и нефти заметно выигрывают в случае, когда разлом не является изолирующим. Более высокие показатели разработки обусловлены как вовлечением запасов из «заразломной» зоны, так и различной динамикой снижения пластового давления.

Для оценки возможного влияния порядка ввода скважин на характер выработки и показатели разработки просчитаны варианты, где сначала полностью разбуривается левая часть, а только потом — правая. При прочих равных (забойное давление, расположение пропластков) в варианте с размещением ГС по обе стороны от разлома значения накопленных добычи нефти и жидкости также не меняются в зависимости от характера проводимости разлома. Существенное различие наблюдается лишь в показателях работы отдельных скважин (стартовые дебиты и динамика их падения) в околоразломной области, что связано с текущим распределением давления и остаточными запасами в этой зоне.

Интересный результат отмечается для случаев, когда прилегающий к разлому и не участвующий в разбуривании регион низкопроницаем. Наблюдается практически одинаковая динамика пластового давления в зоне

отбора для вариантов с проводящим и изолирующим разломом, несмотря на заметные различия в накопленных отборах по нефти и жидкости. То есть, дополнительное поступление флюидов через разлом успевает при рассматриваемых условиях компенсировать возрастающие темпы добычи из разбуренного региона. В случаях обратного расположения пропластков высокой и низкой проницаемости давление в регионе отбора для случая проводящего разлома превышает аналогичный показатель для непроводящего на 10–15 бар (рис. 8).

Следующий обобщающий вывод состоит в том, что в относительном выражении существенно лучше вовлекаются в дренирование запасы из граничащих с разломом неразбуренных пропластков с более высокой проницаемостью по отношению к зоне разбуривания, нежели наоборот. На практике это может служить критерием для преимущественного размещения скважин относительно имеющегося тектонического нарушения в случае, если полное разбуривание залежи технологически или экономически не оправдано. Прирост отбора за счет неразрабатываемого региона по отношению к его начальным запасам в случае его высокой проницаемости двукратно и более превышает аналогичное значение для низкопроницаемой «заразломной» области. При этом потери добычи в разбуренном регионе не происходит, поскольку сеткой скважин в любом случае дренируются оба пропластка в разрезе.

Например, в одном из вариантов, при забойных давлениях ниже давления насыщения, добыча нефти из «заразломного» региона составила 218 и 769 тыс. м³ для случаев, когда он имеет низкую и высокую проницаемость соответственно (рис. 9). В долях от запасов неразбуриваемого региона это составляет 0,039 и 0,124 д. ед.

В вариантах с забойными давлениями ниже давления насыщения отмечается образование техногенной газовой шапки в регионе, не охваченном разработкой. Такая ситуация наблюдается в случаях, когда контактирующим с разломом в неразбуренной области является низкопроницаемый пропласток, а в разбуренной части — высокопроницаемый (рис. 10).

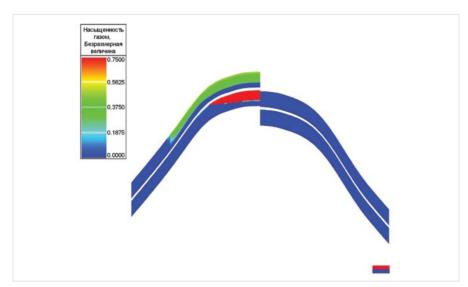


Рис. 11— Распределение газонасыщенности в разрезе пласта на конец расчетного периода, разлом изолирующий

Fig. 11 - Gas saturation at the end of the simulated period. The fault is sealing

В противоположном случае формирование газовой шапки в более проницаемом пропласт-ке за разломом не происходит, и ее распространение ограничивается разбуренной зоной. Такой результат является следствием описанной выше разницы в динамике пластового давления, что особенно выражено в околоразломной области. Этот вывод, естественно, относится только к случаю проводящего разлома (рис. 11).

Итоги

Если смещение пород по разлому привело к резкому изменению капиллярных характеристик пласта при переходе через разлом, то разница в уровне флюидального контакта может быть связана как с непроводимостью нарушения, так и с возникновением капиллярного барьера при сохранении его проводимости. Результаты проведенного моделирования для естественного режима показали, что в этих двух случаях наблюдаются значительные различия основных показателей разработки, характера распределения флюидов и давления в процессе нефтеизвлечения как в разбуренной, так и в неразбуренной области.

Выводы

Несмотря на большой объем накопленной научной и практической информации о тектонических нарушениях с геологических позиций, понимание их возможного влияния на процесс разработки залежи на практике сводится к вопросу о проводимости разлома. Основными критериями при этом являются заметные отличия в отметках флюидальных контактов для сопредельных по разлому блоков пласта, а также характерные признаки границ пласта на кривых давления при ГДИС. Вместе с тем. оба указанных критерия не могут достоверно свидетельствовать о проводимости или непроводимости разлома. В то же время, разрывные нарушения могут существенным образом влиять на процессы в пласте при добыче углеводородов, и степень такого воздействия сильно зависит от характера проводимости тектонической зоны. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости более тщательного и комплексного анализа данных на этапе построения модели и проектирования разработки для залежей с тектоническими нарушениями. Ошибочные оценки свойств разрывного нарушения, в том числе проводимости, могут приводить к серьезным ошибкам в стратегии разработки, что в свою очередь влияет на экономические показатели проекта и конечную нефтеотдачу.

Список литературы

- 1. Афонин Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин // Бурение и нефть. 2008. № 9. С. 22–25.
- Беспалова С.Н., Бакуев О.В. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1995. № 7. С. 16–21.
- Владимиров И.В., Бакиров И.И., Лощева З.А., Хисамутдинов Н.И.
 К вопросу о размещении добывающих и нагнетательных скважин в нефтяных залежах с протяженными зонами разуплотнения коллектора // Нефтепромысловое дело. 2017. №7. С. 5–9.
- 4. Попова К.В., Додонова Л.С., Габнасыров А.В., Соловьев С.И. и др. Анализ позитивного и негативного влияния

- разрывных нарушений на сохранность залежей углеводородов на юго-востоке Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. №4. С. 4–11.
- Салимов Ф.С., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш. Особенности разработки залежей нефти, осложнённых тектоническими нарушениями // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. №4. С. 25–32.
- 6. Бронскова Е.И., Лесной А.Н.,

- Бочкарев А.В. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на основе учета дизъюнктивных нарушений и анализа ГТМ // Нефтепромысловое дело. 2014. №9. С. 12–16.
- 7. Кушнарев И.П. Методы изучения разрывных нарушений. Москва: Недра, 1977. 248 с.
- 8. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.-Ижевск:
- Институт компьютерных исследований, 2012. 869 с.
- 9. Большаков Ю.Я. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций. Тюмень: ТюмГНГУ, 2003.
- 10.Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. Регулярная и хаотическая динамика, 2009. 484 с.

ENGLISH OIL PRODUCTION

Development specifics of fields complicated by tectonic faults

UDC 622,276

Authors:

Maria S. Kosmacheva — applicant for a degree; m.kosma4eva@yandex.ru Ilya M. Indrupskiy — Sc.D., head of lab; i-ind@ipng.ru

OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper explores impact of fault conductivity on development dynamics of oil reservoir under depletion drive. It also presents comparison of sealing faults and capillary barriers. In both cases, the fault is identified both by the presence of amplitude shifts and by the difference in water-oil contact levels in the adjacent sections of the deposit.

The study is conducted on a 3D flow simulation model of a hypothetical hydrocarbon deposit based on the initial data for one of the fields in West Siberia. The results of the simulation show that erroneous estimates of the fault conductivity may lead to an incorrect choice of the field development system and the sequence of wells drilled, which significantly affects production performance and recovery of reserves.

Materials and methods

The study was performed on the basis of literature analysis and numerical simulation using the 3D model of a hypothetical oil deposit

with parameters attributed to one of the fields in West Siberia.

Results

If displacement of rocks along the fault surface led to a sharp change in the capillary properties of the formation across the fault, then differences in the fluid contact levels may indicate both non-conductivity of the fault and presence of capillary barrier, although its conductivity may remain. The obtained findings of simulation under natural recovery drive show that both cases reveal significant differences in basic development parameters, fluid distribution pattern and pressure with respect to oil recovery in both developed and undeveloped area.

Conclusions

Despite the large amount of accumulated research findings on faults, understanding of their potential influence on the field development process is practically reduced to the issue of fault conductivity. The main criterion is a noticeable

difference in the fluid contact levels in the fault-adjacent sections of the deposit and typical formation boundary, revealed in pressure curves during pressure transient tests. However, both criteria cannot reliably verify conductivity or nonconductivity of the fault. At the same time, faults may have significant impact on the processes in the reservoir during hydrocarbon production, and the degree of such impact heavily depends on the conductivity of the tectonic zone. The obtained results indicate necessity for more thorough and comprehensive study of the data at the stage of modeling and reservoir engineering in the context of deposits with faults. Erroneous assessment of the fault conductivity may lead to serious errors in the field development strategy, which in turn affects the economics of the project and ultimate oil recovery.

Keywords

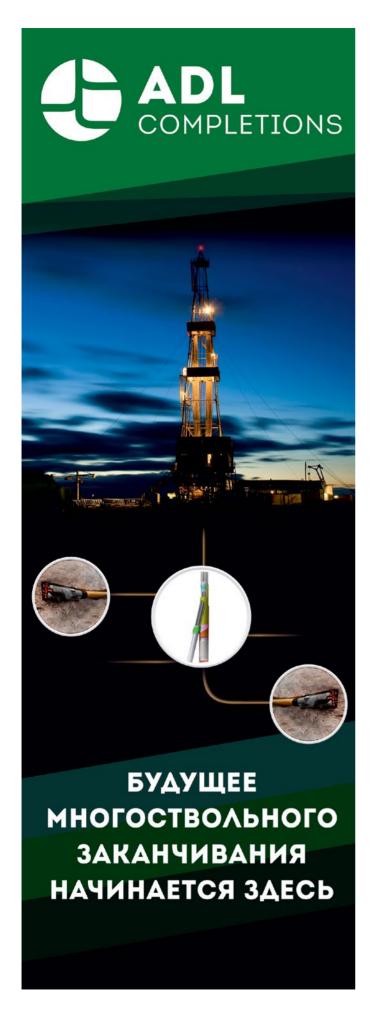
fault, sealing fault, capillary barrier, displacement pressure, flow simulation, oil-water contact, depletion drive

References

- 1. Afonin D.G. *Obosnovanie stepeni vliyaniya* razlomov na effektivnost' raboty skvazhin [Substantiation of the degree of influence of breaking on an efficiency of the wells working]. *Burenie i neft*', 2008, issue 9, pp. 22–25.
- 2. Bespalova S.N., Bakuev O.V. Otsenka vliyaniya razlomov na geologicheskie osobennosti zalezhey i produktivnost' kollektorov gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri [Evaluation of the influence of faults on geological features of formations and productivity of reservoirs of gas fields in Western Siberia]. Oil and gas geology, 1995, issue 7, pp. 16–21.
- Vladimirov I.V., Bakirov I.I., Loshcheva Z.A., Khisamutdinov N.I. K voprosu o razmeshchenii dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin v neftyanykh zalezhakh s protyazhennymi zonami razuplotneniya kollektora [Placement of production and injection wells in oil deposits with expanded zones of a collector decompactification]. Neftepromyslovoe delo, 2017, issue 7, pp. 5–9.
- 4. Popova K.V., Dodonova L.S., Gabnasyrov A.V., Solov'ev S.I. and oth. *Analiz pozitivnogo i*

- negativnogo vliyaniya razryvnykh narusheniy na sokhrannost' zalezhey uglevodorodov na yugo-vostoke Permskogo kraya [Analysis of faults' positive and negative influence on undamaged state of hydrocarbon deposits in the south-east of Perm region]. Geology, geophysics and the development of oil and gas fields, 2017, issue 4, pp. 4–11.
- Salimov F.S., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.Sh. Osobennosti razrabotki zalezhey nefti, oslozhnennykh tektonicheskimi narusheniyami [Some specific features of oil deposits development, complicated by tectonic faults]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2017, issue 4, pp. 25–32.
- 6. Bronskova E.I., Lesnoy A.N., Bochkarev A.V. Povyshenie effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov na osnove ucheta diz"yunktivnykh narusheniy i analiza GTM [Raising efficiency of hardly-recoverable reserves extraction on the basis of accounting of disjunctive faults and analysis of geologicaltechnical measures]. Neftepromyslovoe delo, 2014, issue 9, pp. 12–16.

- 7. Kushnarev I.P. Metody izucheniya razryvnykh narusheniy [Methods of studying of faults]. Moscow: Nedra, 1977, 248 n
- 8. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezhey [Information support and technology of flow simulation for oil and gas deposits]. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, 2012, 869 p.
- Bol'shakov Yu.Ya. Dinamicheskoe modelirovanie zalezhey nefti i gaza [Dynamic modeling of oil and gas deposits]. The course of lectures. Tyumen: TyumGNGU, 2003, 66 p.
- 10. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. and oth. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza [New principles and technologies for development of oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research. Regular and chaotic dynamics, 2009, 484 p.

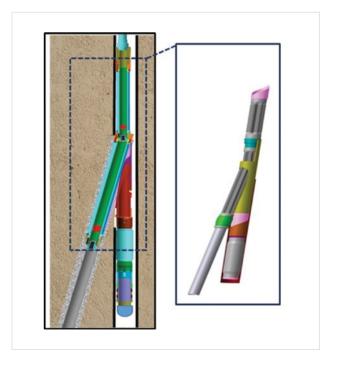


ADL Completions — первое в РФ предприятие, основной фокус которого направлен на развитие отечественных технологий многоствольного заканчивания скважин.

Возможности ADL Completions

- Доступны системы заканчивания МСС по уровням 1-4 классификации ТАМL, в том числе для старого фонда скважин с обсадными колоннами 146 и 168 мм, что существенно повышает экономический эффект от проведения ЗБС на данных скважинах — добыча из основного ствола будет сохранена.
- Гибкая ценовая политика: увеличение стоимости стандартного исполнения ЗБС максимум на 10% при условии сохранения добычи и доступа в основной ствол.
- Команда профессионалов, имеющая опыт работ по заканчиванию сложнейших многоствольных скважин, в том числе на крупных шельфовых проектах.
- Применение систем заканчивания МСС в любых видах коллекторов.
- Заканчивание МСС в обсаженном или открытом стволе.
- В вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважинах.
- Высокий экспортный потенциал в связи с востребованностью технологии на зарубежных рынках.
- Индивидуальный подход. Модернизация систем заканчивания под требования заказчика в кратчайшие сроки.
- Подготовка проектов многоствольного заканчивания «под ключ», включая консультационные услуги.

На данный момент доля импорта оборудования для многоствольного заканчивания на Российском рынке составляет более 90%, что, несомненно, негативно сказывается на уровне рентабельности соответствующих проектов. Применение технологий компании ООО «АДЛ Заканчивание» позволит увеличить долю импортозамещения в кратчайшие сроки при соответствующем снижении капиталовложений и увеличении рентабельности проектов.



000 «АДЛ Заканчивание», 123022, Москва, Столярный переулок, дом 3, корпус 18. +7 (499) 648-00-04

ИНН 7703428530, ОРГН 1177746564225, p/c 40702810601300013641 в АО «АЛЬФА-БАНК»

www.adlcompletions.com info@adlcompletions.com



445035, Россия, Самарская обл., г. Тольятти ул. Индустриальная, д. 1, стр. 61 T. +7 (8482) 55-72-56, 55-72-57, 55-72-59 info@n-ts.ru ooo_nts@inbox.ru www.n-ts.ru



Компания 000 «Нефтетранссервис» является разработчиком и производителем химических реагентов для кислотных обработок ПЗП и кислотного ГРП.

Производимые реагенты, применяемые для приготовления кислотных составов:

- стабилизатор ионов железа «AS-IR»
- ингибитор кислотной коррозии «AS-CO»
- диспергатор (противоосадочный агент) «AS-DI»
- деэмульгатор кислотно-нефтяных эмульсий «AS-DA»
- безполимерный кислотный загеливатель «AS-SI»
- эмульгатор «RQ-737» для приготовления нейтральных эмульсий обратного типа
- пенообразователь кислотный «ПСГ-1»
- термо-пеногенерирующий состав «ОПС-1»
- взаимный растворитель «ZR-55»
- углеводородные ароматические растворители марок «PR-10», «MR-30.50.70»

Наша цель — это производство конкурентоспособной, высокоэффективной химической продукции с точки зрения качества и технологий.



000 «Нефтетранссервис» предоставляет полный перечень услуг по инженерно-техническому сопровождению:

- 1. Анализ скважин-кандидатов под СКО.
- 2. Предоставление рекомендаций по выбору оптимальной технологии ОПЗ по выбранному объекту.
- 3. Подготовка предварительных расчетов, составление дизайна обработки с применением ПО «StimPro», составление плана работ на ОПЗ.
- 4. Проведение лабораторного исследования образцов нефти и воды с выбранной скважины с целью подбора оптимальных дозировок реагентов для приготовления кислотного состава, проведение тестирования образца кислотного состава на совместимость с флюидом.
- 5. Выезд инженера-технолога на месторождение для контроля процесса приготовления кислотного состава, проведения полевого тестирования приготовленной промышленной партии кислотного состава на соответствие и совместимость, с оформлением полного отчета.
- 6. Составление матчинга по итогам проведенной обработки, анализ эффективности обработки.
- 7. Ведение мониторинга эффективности работы скважины с момента вывода на режим.
- 8. Предоставление рекомендаций по режиму эксплуатации объектов и проведению очередных ГТМ.
- 9. Поставка реагентов и соляной кислоты с доставкой до месторождений в Урало-Поволжском регионе собственными кислотовозами объёмом 15 м³ и 20 м³ на базе вездеходов КАМАЗ.

Мы постоянно модернизируем и расширяем линейку поставляемых реагентов. В компании 000 «Нефтетранссервис» разработкой и внедрением химических решений занимаются высококвалифицированные специалисты, имеющие богатый опыт работы.

Вся наша продукция соответствует самым жестким стандартам и требованиям отрасли. Химические реагенты «Нефтетранссервис» уже несколько лет успешно применяются на месторождениях Урало-Поволжья, Сибири и Республики Казахстан.

ДОБЫЧА УЛК 622,276

Методика измерения кривых капиллярного давления дренирования по цифровым микротомографическим изображениям пористых сред

Т.Р. Закиров

к.ф.-м.н., научный сотрудник timurz0@mail.ru

А.А. Галеев

к.ф.-м.н., доцент akhmet.galeev@kpfu.ru

ФГАОУВО Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казань, Россия

В работе рассматривается новая методика измерения кривых капиллярного давления дренирования по цифровым микротомографическим изображениям пористых сред. Оценка кривых дренирования проводится на основе результатов вычислительных экспериментов по вытеснению одной жидкости, насыщающей в начальный момент поровое пространство другой. В качестве расчетной сетки для проведения вычислений используются бинаризованные микротомографические модели песчаников. Математический аппарат для проведения расчетов представляет собой решеточные уравнения Больцмана. Проведено успешное сопоставление рассчитанных кривых с экспериментальными данными. Показано, что для режимов течения, при которых проводятся вычислительные эксперименты, характерно распространение в направлениях, отличающихся от градиента гидродинамического перепада, в том числе противоположных.

Материалы и методы

Для математического моделирования двухфазных течений в поровых каналах используются решеточные уравнения Больцмана. Явления на границе раздела двух фаз описываются при помощи градиента цифрового поля. В качестве образцов исследования используются цифровые модели типичных при тестировании песчаников Береа и LV60A.

Ключевые слова

математическое моделирование, кривые капиллярного давления, рентгеновская микротомография, пористая среда, решеточные уравнения Больцмана

Фильтрационные свойства пористых сред, такие как коэффициент абсолютной проницаемости, кривые капиллярного давления и относительные фазовые проницаемости, являются одними из немногих характеристик горных пород, которые нельзя оценить по геофизическим данным. Их измерение, как правило, проводится экспериментально в лабораторных условиях и предполагает ряд трудоемких этапов, среди которых подготовка флюидов и поверхности поровых каналов, а также длительное время проведения экспериментов на слабопроницаемых образцах. В качестве альтернативного подхода в последние годы интенсивно разрабатываются методики проведения численного эксперимента на основе цифрового микротомографического изображения керна (computational rock physics). Если измерение коэффициентов абсолютной проницаемости при помощи различных моделей (уравнения Навье - Стокса, решеточные уравнения Больцмана) является уже хорошо исследованным и зарекомендовавшим себя методом [1, 2], то измерение кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей содержит ряд трудностей, среди которых: математическая постановка задачи и длительное время расчетов. На сегодняшний день известен подход, согласно которому кривые капиллярного давления измеряются по модели поровых сетей или pore network models (PNM) [3], в которых исходному цифровому образу порового пространства ставится в соответствие модель из сферических пор и соединяющих их цилиндрических капилляров. По такой модели с заданной геометрией пор и капилляров проводится вычислительный эксперимент, и капиллярное давление оценивается по формуле Лапласа. Все более широкая доступность вычислительной техники с высоким быстродействием и усовершенствование компиляторов позволяют использовать подход, основанный на проведении вычислительного

фильтрационного эксперимента по несмешиваемому вытеснению одной несжимаемой жидкости другой из порового пространства, представленного исходным цифровым изображением исследуемого образца.

Постановка вычислительного эксперимента для определения кривых капиллярного давления при дренировании

В начальный момент времени поровое пространство целиком заполнено смачивающей фазой. Вычислительный эксперимент состоит из нескольких этапов, первый из которых заключается в нагнетании в образец несмачивающей фазы и, соответственно, вытеснении из него смачивающей (дренирование). Нагнетаемая несмачивающая скелет жидкость подается на крайнюю левую грань, перпендикулярную оси ОХ (входная граница), а отбор двух жидкостей происходит через крайнее правое сечение (выходная граница), также перпендикулярное оси ОХ. Остальные четыре внешние грани расчетной области являются непроницаемыми для флюидов. Эксперимент проводится при различных перепадах давления между входным и выходным сечениями. Минимальный перепад давления, при котором начинается процесс вытеснения, является пороговым. По завершении каждого режима. т.е. при нулевом потоке смачивающей фазы через выходную границу, на входном сечении происходит ступенчатое увеличение давления и процесс дренирования продолжается. Условием окончания процесса дренирования является прекращение вытеснения смачивающей фазы при дальнейшем повышении давления.

Измерение насыщенности образца смачивающей фазой на каждом режиме дренирования проводится при условии прекращения вытеснения смачивающей и несмачивающей фаз соответственно, а созданный при этом перепад давления, следовательно, является капиллярным.

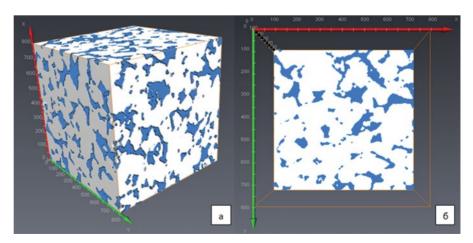


Рис. 1 — Бинаризованная цифровая модель песчаника Береа размером 200×200×200 вокселей, разрешение 3,2 мкм: а – трехмерная проекция; б – срез в плоскости XY, серое – скелет, синее – поровое пространство

Fig. 1 — Binary digital model of Berea sandstone, size $200 \times 200 \times 200$ voxels, resolution 3.2 μ m: a – 3D view; b – XY plane cross-section view; grey – pore matrix, blue – pore volume

Плотности смачивающей и несмачивающей фаз во всех вычислительных экспериментах равны $1000 \, \text{кг/м}^3$ а вязкости — 2 мПа•с и 1 мПа•с соответственно. Краевой угол смачивания на границе раздела смачивающая жидкость / несмачивающая жидкость / твердая фаза для данных песчаников, согласно работам [4, 5], равен 0°. Используемая модель предполагает постоянство температуры, химического состава, отсутствие деформации скелета и плотности жидкостей в используемом диапазоне давлений.

Математическая постановка залачи. Решеточные уравнения Больцмана

Для математического описания двухфазного течения жидкостей в данной работе используются решеточные уравнения Больцмана [6, 7] (Lattice Boltzmann method, LBM), а явления на границе раздела фаз описываются при помощи модели градиента цветового поля [6]. Выбор решеточных уравнений Больцмана для исследования многофазных течений в цифровом керне обусловлен относительной простотой их численной реализации, а также хорошей адаптируемостью к параллельным вычислительным технологиям, что особенно важно при моделировании на сетках, содержаших, как в нашем случае, несколько миллионов узлов. Данная математическая модель описана во многих работах, поэтому мы не будем давать ее подробное математическое описание, а остановимся лишь на основных базовых положениях.

В рамках LBM течение среды рассматривается с точки зрения динамики ансамбля частиц с заданным конечным числом возможных скоростей. Область течения разбивается сеткой с ячейками, как правило, квадратной или кубической формы. Совокупность данных ячеек составляет решетку (lattice). За шаг по времени Δt частицы без взаимодействия друг с другом могут совершить один акт перехода между соседними узлами решетки. В качестве переменных, описывающих состояние системы в каждом узле сетки, используются одночастичные функции распределения f(r, u, t). Данная функция показывает долю частиц в момент времени t, находящихся в окрестности точки r(x, y, z) с координатами от x до $x+\Delta x$, от y до $y+\Delta y$, от z до $z+\Delta z$ и со скоростями в диапазоне от u (u_x , u_y , u_z) до $u(u_{\downarrow}+\Delta u_{\downarrow},u_{\downarrow}+\Delta u_{\downarrow},u_{\downarrow}+\Delta u)$.

Для двухмерной области течения используется дискретный набор скоростей D2Q9, который задается следующим образом: $e = c \cdot (0.0)$: $e_1 = c \cdot (1,0); e_2 = c \cdot (0,1); e_4 = c \cdot (-1,0); e_5 =$ $c(0, -1); e_6 = c(1,1); e_7 = c(-1,1); e_8 =$ $c \cdot (-1, -1)$; $e_{q} = c \cdot (1, -1)$, где $-\Delta l/\Delta l$ — базовая скорость (Δl — шаг сетки).

Каждому вектору скорости из заданной

совокупности еі (і=1,9) ставится в соответствие функция распределения $f_i(r, t)$, зависящая только от *t* и *r*.

Описание динамики ансамбля частиц каждого из флюидов проводится в несколько этапов. Первый этап является этапом переноса (streaming step). На данном этапе частицы за время Δt смещаются в соседние узлы, причем направление скорости движения не меняется. На втором этапе рассматривается процесс столкновения частиц (collision step), в результате которого функция распределения частиц стремится к равновесному состоянию. На третьем этапе описывается взаимодействие флюидов друг с другом на границе раздела, а также с твердой фазой. Эволюция функции распределения каждого флюида во времени и пространстве описывается при помощи уравнения (1):

$$f_i^k(r+e_i\Delta t,t+\Delta t)=f_i^k(r,t)+(\Omega_i^k(r,t))^1+(\Omega_i^k(r,t))^2$$
 (1) где $k=1,2$ указывает на вид флюида, т.е. на смачивающую и несмачивающую фазы соответственно.

В зависимости от формы представления оператора столкновения $(\Omega_i^k)^1$, различают SRT (single relaxation time) модель [6] и MRT (multitriple relaxation time) модель [9]. Авторами работы [9] показано, что данные, полученные с использованием MRT-модели, имеют более точное совпадение при сравнении с результатами аналитического решения на примере течения Куэтта. По данной причине в работе используется MRT-молель.

Параметр релаксации t^k является определяющим в SRT и MRT моделях. Он служит для управления кинематической вязкостью μ^k флюида и связан с ней соотношением (2):

$$\mu^k = \left(\frac{2\tau^k - 1}{6}\right) \frac{\Delta l^2}{\Delta t} \tag{2}$$

Уравнения в методе LBM решаются в переменных «плотность-скорость». Макроскопические плотность и компоненты скорости каждого флюида в ячейках вычисляются по формулам (3) и (4):

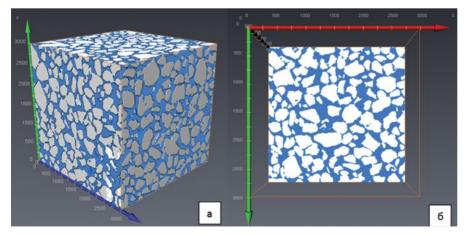


Рис. 2 — Бинаризованная цифровая модель песчаника LV60A размером 200×200×200 вокселей, разрешение 10,0 мкм: а – трехмерная проекция; б – срез в плоскости ХҮ;серое – скелет, синее – поровое пространство

Fig. 2 — Binary digital model of LV60A sandstone, size 200×200×200 voxels, resolution 10.0 μm: a – 3D view; b – XY plane cross-section view; grey – pore matrix, blue – pore volume

$$\rho^{k}(r,t) = \sum_{i=1}^{9} f_{i}^{k}(r,t)$$
 (3)

$$u^{k}(r,t) = \frac{1}{\rho^{k}} \sum_{i=1}^{9} e_{i} f_{i}^{k}(r,t)$$
 (4

Давление p^k в методе LBM, создаваемое каждым флюидом, связано с его плотностью следующим соотношением: $p^k = \frac{\rho^k c^2}{2}$ [6, 7].

Для описания явлений, происходящих на границе раздела флюидов, в данной работе используется Color-field метод [8], состоящий из нескольких этапов:

1) Расчет градиента цветового поля а, компоненты которого вычисляются по формуле:

$$g(r,t) = \sum_{i=1}^{9} e_i (f_i^2 (r + e_i \Delta t, t) - f_i^1 (r + e_i \Delta t, t)).$$
 (5)

Традиционно одному из флюидов ставится в соответствие красный цвет, а второму — синий.

2) Описание эффектов поверхностного натяжения на границе раздела флюидов:

$$(\Omega_i^k)^2 = \frac{A}{2} |\mathbf{g}| (2 \cdot \cos^2(\alpha_i) - 1), \qquad (6)$$

где A — параметр, управляющий поверхностным натяжением, $a_{.}$ — угол между вектором g и направлением $e_{.}$.

3) «Recoloring» step — модификация функции f_i^k после решения уравнения (1):

$$(f_i^2)^* = \frac{\rho^2}{\rho} f_i + \beta \frac{\rho^2 \cdot \rho^1}{\rho} f_i^{eq} \cdot \cos(\alpha_i)$$

$$(f_i^1)^* = \frac{\rho^1}{\rho} f_i - \beta \frac{\rho^1 \cdot \rho^2}{\rho} f_i^{eq} \cdot \cos(\alpha_i)$$

 $ho=
ho^2+
ho^1$, $f_i=f_i^1+f_i^2$, $f_i^{eq}-$ равновесная функция распределения [6, 7], рассчитанная при плотности ρ и скорости, равной нулю. Параметр β управляет толщиной границы раздела флюидов. В данной работе его значение составляет 0.8 (и не может превышать единицу). Уменьшение данного значения приводит к «размазыванию» межфазного фронта, а увеличение — к нарушению изотропности пространства в задаче о формировании сферической капли (тест Лапласа) [10].

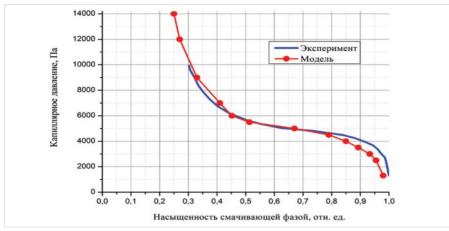
В качестве граничных условий на твердых и внешних непроницаемых границах области течения используются условия «bounceback» [6, 7], являющиеся аналогами условий непротекания и прилипания жидкости в классической постановке задачи. На входной и выходной границах считаются известными давление жидкости и нормальные к границе компоненты скорости, которые равны нулю. В LBM такие условия задаются при помощи соотношений Зоу и Xe [11].

Модель была реализована в среде разработки Visual Studio 2012 на языке Intel Fortran. Расчеты производились на вычислительной станции, содержащей два процессора Intel Хеоп, каждый из которых имеет по 20 логических ядер. Для ускорения расчетов была использована технология OpenMP.

Образцы исследования

В качестве образцов исследования используются стандартные для тестирования различных процессов два типа песчаников с сильно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами: песчаники Береа и LV60A. Цифровая модель данных пористых сред была заимствована из открытого атласа Imperial College London [12, 13].

Разрешение микротомографического изображения песчаника Береа (рис. 1) составляет 3,2 мкм, а LV60A (рис. 2) - 10 мкм. Числовые значения на координатных осях указаны в микрометрах. Для проведения вычислительных экспериментов из них были вырезаны фрагменты размерами 200×200×200 вокселей.



Puc. 3— Сравнение кривых капиллярного давления дренирования песчаника Береа, измеренных экспериментально и вычисленных на кубическом фрагменте цифрового керна Fig. 3— Comparison of drainage capillary pressure curves of Berea sandstone, obtained through experiment and computed on a cube-shaped fragment of digital core

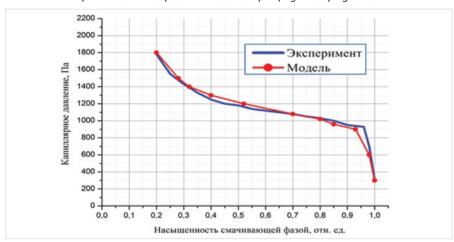
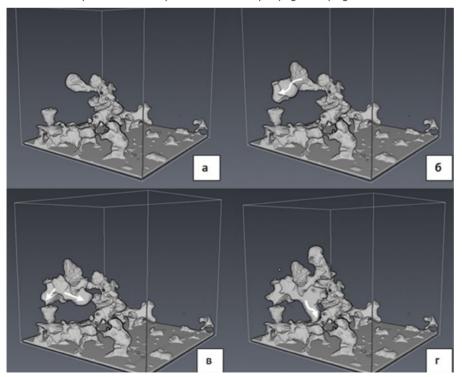


Рис. 4— Сравнение кривых капиллярного давления дренирования песчаника LV60A, измеренных экспериментально и вычисленных на кубическом фрагменте цифрового керна Fig. 4— Comparison of drainage capillary pressure curves of LV60A sandstone, obtained through experiment and computed on a cube-shaped fragment of digital core



Puc. 5 — Визуализация несмачивающей фазы при дренировании в песчанике Береа. Белой стрелкой отмечены капиллярные пальцы, распространяющиеся в направлениях, отличных от гидродинамического перепада давления

Fig. 5 — Visualization of non-wetting phase while draining in Berea sandstone. White arrows show capillary propagation in directions different from flowing pressure gradient

Пористость песчаников Береа и IV60A составляет 19,6% и 37% соответственно. Тензор абсолютной проницаемости образцов является практически изотропным, т.к. доля его изотропной компоненты для песчаника Береа 0,670 мкм², а для LV60A - 33 мкм². Для песчаника Береа компоненты тензора в главных осях следующие: $k_{xx} = 0,69$ мкм², $k_{yy} = 0,66$ мкм², $k_{77} =$ $0,66 \text{ мкм}^2$; для образца LV60A: $k_{xx} = 34,65 \text{ мкм}^2$, $k_{yy} = 32,75 \text{ мкм}^2$, $k_{77} = 32,50 \text{ мкм}^2$. На основании методики, описанной в работах [1, 2], было выявлено, что данные объемы образцов являются представительными с точки зрения измерения их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Это позволит провести корректное сопоставление вычисленных и экспериментальных кривых капиллярного давления дренирования.

Результаты исследований

Для верификации предложенного в работе метода было выполнено сравнение кривых капиллярного давления, вычисление которых производилось при дренировании на кубических фрагментах керна, с результатами лабораторных исследований методом ртутной порометрии (по поверхностному натяжению). Результаты экспериментов для песчаников Береа и LV60A представлены в работах [4, 5]. ФЕС цифровых образов песчаников, исследуемых в данной работе, идентичны характеристикам образцов, подвергнутых лабораторным испытаниям. Поверхностное натяжение в расчетах и в эксперименте для песчаника Береа составляло 28,8 мH/м [4], а для LV60A — 50,8 мH/м [5]. Для каждой кривой было вычислено среднее от модуля относительного отклонения по следующей формуле:

 $\Delta = \frac{100}{N} \cdot \sum_{i=1}^{N} \left| \frac{S_i}{S_i^{MODelb}} \right|,$

где N — число замеров давления (в нашем случае их было 11); $S_i^{\text{диодель}}$ и $S_i^{\text{эксперимен}}$ — значения насыщенности образца смачивающей фазой при i — ом капиллярном давлении, измеренные в вычислительном и лабораторном экспериментах соответственно.

На рис. 3 и рис. 4 показаны кривые капиллярного давления, полученные экспериментальным методом, и вычисленные по цифровым моделям для двух образцов. Согласно приведенным на данных рисунках результатам, для песчаников Береа и LV60A $\Delta = 8,5\%$ и $\Delta = 3,83\%$ соответственно. Такое относительное отклонение можно считать вполне удовлетворительным.

На рис. 5 проиллюстрирована динамика заполнения порового пространства несмачивающей фазой при дренировании. На рис. 5 б. в и г белой стрелкой отмечены участки, в которых течение несмачивающей фазы происходит в направлениях, отличающихся от созданного градиента давления (т.е. вверх), в том числе противоположных (рис. 5 в и г). Анализируя картину течения на рис. 5 а, б и в, можно отметить, что координата наиболее близкого к выходному сечению фронта нагнетаемой жидкости не изменилась, а вытеснение смачивающей фазы происходит по направлениям, отличным от гидродинамического градиента давления нагнетания. Такие эффекты являются отличительной чертой режимов, при которых образуются «капиллярные» пальцы, и возникают при режимах течениях, при которых силы капиллярного сопротивления намного превышают силы вязкого и являются определяющими при распределении флюидов при двухфазном вытеснении.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ мол_а №16-35-00155.

Итоги

По сравнению с лабораторными исследованиями, оценка капиллярного давления по результатам вычислительного фильтрационного эксперимента является неразрушающим методом и имеет ряд преимуществ: отсутствие трудозатрат на подготовку флюидов и керна; возможность моделирования в масштабе очень маленьких фрагментов керна (несколько мм), что трудно реализуемо в экспериментальных условиях; трехмерная визуализация динамики заполнения порового пространства

вытесняющим флюидом при дренировании; возможность проведения многовариантных расчетов при различных параметрах многофазного течения (плотность и вязкость флюидов, поверхностное натяжение, краевой угол смачивания). Однако преждевременно говорить о данном методе как о полноценной альтернативе лабораторным испытаниям. Специфика цифровых моделей заключается в их небольших размерах (порядка 1 мм), которые могут быть не представительными даже в лабораторных масштабах.

Выводы

В работе представлена новая методика измерения кривых капиллярного давления по цифровым микротомографическим изображениям. Проведено успешное сопоставление кривых дренирования капиллярного давления, рассчитанных при проведении вычислительного эксперимента на цифровых моделях песчаников Береа и LV60A, и полученных в лабораторных фильтрационных экспериментах.

UDC 622.276

ENGLISH OIL PRODUCTION

Measuring of drainage capillary pressure curves with digital microtomography imaging of porous

Authors:

Timur R. Zakirov — Ph.D., scientist; timurz0@mail.ru
Akhmet A. Galeev — Ph.D., assistant professor; akhmet.galeev@kpfu.ru

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract

The paper explores the new technique of measuring drainage capillary pressure curves using digital microtomography imaging of porous media. Analysis of drainage curves is based on simulation experiments of displacement of one fluid in the pore volume with the other. Computational grid is represented by binary microtomography imaging of sandstone. Mathematical tool used for computation is the lattice Boltzmann method. Calculated curves have been successfully correlated with experimental data. It has been shown that the flow patterns, used in simulation experiments, have revealed peculiar propagation in directions different from flowing pressure gradient, including opposite directions.

Materials and methods

Math modelling of two-phase flows in pore channels incorporates the lattice Boltzmann method. The two-phase boundary line phenomena are described with numeric field gradient. Test samples are represented by digital models of typical Berea sandstone and LV60A sandpack.

Results

The paper presents the new technique of measuring capillary pressure curves using digital microtomography imaging. Drainage capillary pressure curves have been successfully correlated. The curves have been derived from simulation experiments through digital models of Berea sandstone and LV60A sandpack as

well as from filtration experiments in a laboratory.

Conclusions

The paper presents the new technique of measuring capillary pressure curves using digital microtomography imaging. Drainage capillary pressure curves have been successfully correlated. The curves have been derived from simulation experiments through digital models of Berea sandstone and LV60A sandpack as well as from filtration experiments in a laboratory.

Keywords

math modelling, capillary pressure curves, x-ray microtomography, porous media, lattice Boltzmann method

References

- Mostaghimi P, Blunt M. J., Bijeljic B. Computations of absolute permeability on micro-CT images. Mathematical Geosciences, 2013, Vol. 45, issue 1, pp. 103–125.
- 2. Zakirov T. R., Galeev A. A., Korolev E. A., Statsenko E. O. Flow properties of sandstone and carbonate rocks by X-ray computed tomography. Current science, 2016, Vol. 110, issue 11, pp. 2142–2147.
- 3. Blunt M. J., Bijeljic B., Dong H., Gharbi O., Iglauer S., Mostaghimi P., Paluszny A., Pentland C. Pore-scale imaging and modeling. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014, Vol. 22, pp. 1–14.
- 4. Tsuji T., Jiang F., Christensen K. T.
 Characterization of immiscible fluid
 displacement processes with various
 capillary numbers and viscosity ratios in
 3D natural sandstone. Advances in Water
 Recources, 2016, Vol. 95, pp. 3–15.

- 5. Ruspini L. C., Farokhpoor R., Øren P.E.
 Pore-scale modeling of capillary trapping in
 water-wet porous media: A new cooperative
 pore-body filling model. Advances in Water
 Recources, 2017, Vol. 108, pp. 1–14.
- Chen S., Doolen G. Lattice Boltzmann method for fluid flows. Annual Review of Fluid Mechanics, 1998, V. 30, pp. 329–364.
- 7. Succi S. Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond. The Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond. Oxford University Press, 2001, 308 p.
- Reis T., Phillips T.N. Lattice Boltzmann model for simulating immiscible two-phase flows. Journal of Physics A: Mathematical and Theoretical, 2007, V. 40, pp. 4033–4053.
- Aslan E., Taymaz I., Benim A.C. Investigation of the Lattice Boltzmann SRT and MRT Stability for Lid Driven Cavity Flow. International Journal of Materials, Mechanics and Manufacturing, 2014, Vol. 2, issue 4, pp. 317–324.

- 10. Huang H., Huang J.-J., Lu X.-Y. Study of immiscible displacements in porous media using a color-gradient-based multiphase lattice Boltzmann method. Computers & Fluids, 2014, issue 93, pp, 164–172.
- Zou Q, He X. On pressure and velocity boundary conditions for the lattice Boltzmann BGK model. Physics of Fluids, 1997, Vol. 9, issue 6, pp. 1591–1598.
- 12. Imperial College London. Berea sandstone. Available at: http://www.imperial.ac.uk/earth-science/research/research-groups/perm/research/pore-scale-modelling/micro-ct-images-and-networks/berea-sandstone/
- Imperial College London. Sand pack LV60A. Available at: http:// www.imperial. ac.uk/ earth-science/research/researchgroups/perm/research/pore-scalemodelling/micro-ct-images-andnetworks/sand-pack-lv60a/



ЭНЕРГАЗ: малые компрессоры готовы к большой работе

А.В. Рубанов 000 «ЭНЕРГАЗ»

В сообществе ТЭК утвердилась традиция — решение нестандартных технологических задач доверять инженерным коллективам, многократно проверенным в деле. Опыт реализации специальных проектов подготовки и компримирования различных типов газа сосредоточен и постоянно наращивается в Группе компаний ЭНЕРГАЗ.

Прошли проверку в деле

За 10 лет работы в сегменте технологического оборудования газоподготовки ЭНЕР-ГАЗ заявил и утвердил себя как высокопрофессиональная инженерная корпорация. Теперь это группа компаний, которые под единым брендом согласованно осуществляют проектирование, производство, поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание модульных установок подготовки и компримирования газа для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей.

Глубокое знание производства и инженерная ответственность за качество своих проектов стали за эти годы повседневными принципами — нормой жизни всего коллектива.

Наработан комплекс уникальных инженерных решений по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных

предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах специального назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебные центры).

ЭНЕРГАЗ ввел или готовит к пуску 270 установок подготовки и компримирования газа

Группа ЭНЕРГАЗ продолжает активно наращивать уникальный организационный и инженерный опыт, накопленный при реализации 135 проектов на территории 35 регионов России и стран СНГ. С 2007 года поставлено и введено в действие 235 газокомпрессорных станций и пунктов подготовки газа (еще 35 агрегатов готовятся к пуску).

В электроэнергетике они работают на 167 энергоблоках суммарной мощностью более 6 100 МВт, в нефтегазовой отрасли – подготавливают попутный нефтяной и природный газ на 43 месторождениях.

Установки «ЭНЕРГАЗ» действуют совместно с энергоагрегатами ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» и НПО «Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», Казанское и Уфимское моторостроительные производственные объединения, «Невский завод», «Русские газовые турбины», «Силовые машины», Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki, Wartsila, Siemens, General Electric.

МГКУ — серия компактных «малых» компрессоров

Необходимо отметить, что номенклатура производимого и поставляемого нами оборудования постоянно расширяется. Например, на сегодня в Группе ЭНЕРГАЗ осуществлен переход от выпуска опытных образцов к серийному изготовлению малых газовых компрессорных установок — МГКУ. Это новое актуальное предложение уже востребовано.

Назначение МГКУ «ЭНЕРГАЗ»:

- сбор и транспортировка попутного нефтяного газа на месторождениях с небольшими запасами углеводородов;
- подготовка топлива для турбин небольшой мощности на объектах малой энергетики;
- снабжение топливным газом генерирующего оборудования автономных центров энергоснабжения промышленных предприятий (фото на стр. 64);
- обеспечение технологических потребностей нефтегазохимических и иных производств.



Фото 1. Производственная площадка Группы ЭНЕРГАЗ в Белгороде

Производство МГКУ ведется на сборочной площадке ГК ЭНЕРГАЗ в Белгороде (фото 1). Установки разрабатываются по специальным (индивидуальным) проектам и обладают комплексом преимуществ в своем эксплуатационном сегменте:

- транспортировка стандартными грузовыми автомобилями;
- небольшие затраты на предпусковую подготовку;
- минимальный срок ввода в эксплуатацию;
- низкие эксплуатационные и сервисные издержки;
- доступная цена.

Реализованное инжиниринговое решение дает возможность не только эксплуатировать агрегаты в стационарном режиме, но и последовательно использовать одну МГКУ на разных площадках. Добавлю, что при перемещении установки на другой объект не требуется повторная пусконаладка.

Одна МГКУ может последовательно эксплуатироваться на разных площадках без повторной пусконаладки

Наши «малые» компрессоры могут функционировать на объектах без сложной инфраструктуры. Предусмотрен вариант

подключения питающих линий при помощи гибких трубопроводов, что позволяет интегрировать МГКУ без переоборудования существующей системы газопроводов. При этом компрессорные установки спроектированы для длительной интенсивной работы и полностью автоматизированы.

Конструктивные особенности МГКУ

Основные конструктивные особенности компактных установок:

- простота и надежность конструкции;
- небольшие габариты и компактность элементов;
- возможность работы с минимальной производительностью;
- упрощенный алгоритм управления контроля:
- оптимизированная маслосистема.

Малые газовые КУ производятся и поставляются, как правило, в двух вариантах: 1) внутрицеховое исполнение на открытой раме (рис. 1 и фото 2); 2) блочно-модульное исполнение (рис. 2 и фото 3).

Рассмотрим подробнее второй вариант, более распространенный на практике.

Блочно-модульная МГКУ представляет собой установку максимальной заводской готовности (коэффициент готовности при поставке > 98%), смонтированную в укрытии для защиты от осадков.

КУ имеет минимальную необходимую комплектацию и оснащена только тем оборудованием, которое обеспечивает высокую надежность и длительную безотказную работу. Это дает возможность сохранить размеры укрытия равными стандартному двадцатифутовому морскому контейнеру (6100х2440х2590 мм) с общим весом порядка 4 000 кг.

Данное преимущество делает МГКУ легко перевозимой при помощи стандартных грузовых автомобилей и позволяет быстро провести монтаж и запуск установки на месте эксплуатации.

Компрессорный агрегат. Основной элемент установки — винтовой маслозаполненный компрессор, в качестве привода используется электродвигатель. Двигатель также выполняет функцию регулирования производительности КУ при помощи частотного преобразователя, что существенно сокращает расходы на электроэнергию.

Компрессорный агрегат — компрессор и привод — размещен внутри собственного кожуха, оснащенного электрическим калорифером. Это обеспечивает необходимые рабочие параметры в укрытии и снижает эксплуатационные затраты.

Специальное исполнение агрегата делает приемлемым его эксплуатацию в тяжелых климатических условиях (фото 3), без оснащения дополнительными системами безопасности и жизнеобеспечения.

Система фильтрации. Помимо компрессорного агрегата, в укрытии расположен высокоэффективный входной скруббер, укомплектованный необходимым измерительным и мониторинговым оборудованием, а также узлом дренажа конденсата.

Двухступенчатый коалесцирующий фильтр предназначен для удаления из газового потока твердых частиц и жидких фракций. Степень очистки газа достигает 100% для загрязнений величиной более 20 микрон и 99,98% для примесей размером 10–20 микрон.

Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих элементов. В итоге, система обеспечивает соответствие газа установленным проектным параметрам.

Система управления. Для управления компрессорной установкой предусмотрен отсек, который интегрирован в блок-модуль КУ и отделен от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой. Внутри отсека расположен шкаф с местной панелью управления, а также всеми электрическими и управляющими компонентами и оборудованием систем безопасности КУ.



Рис. 1. 3D-модель малой газокомпрессорной установки на открытой раме



Фото 2. МГКУ «ЭНЕРГАЗ» внутрицехового исполнения – компактный и надежный агрегат



Рис. 2. Макет компоновки блочно-модульной МГКУ в укрытии

Контроль и управление осуществляется с местной панели или с САУ верхнего уровня объекта (при наличии такового).

Таким образом, МГКУ не требует специально выделенного персонала и полностью управляется собственным логическим контроллером, расположенным в шкафу управления. Частотный преобразователь главного двигателя также смонтирован в шкафу управления.

Маслосистема. Конструкция компрессора требует подачи смазочного масла (для обеспечения должного уплотнения, смазки и охлаждения рабочей полости) с давлением нагнетания. Эта особенность исключает использование маслонасоса и обеспечивает большую долговечность маслосистемы.

Малые компрессорные установки способны функционировать на объектах без сложной инфраструктуры

Из-за небольших размеров компрессорного блока и использования специальных

картриджей в масляных фильтрах, заправка маслом и его расход настолько малы, что позволяют КУ работать буквально на одной бочке масла в течение 10 лет.

Приводы и охлаждение. Использование в малой КУ электрических приводов для обеспечения технологических процессов дает возможность обойтись без подключения дополнительного внешнего источника сжатого воздуха.

Воздушное охлаждение элементов компрессорной установки исключает замкнутый контур охлаждения, а это, в свою очередь, существенно упрощает и облегчает конструкцию агрегата.

Предпусковая подготовка и обслуживание

Установки обязательно проходят предварительные (заводские) испытания с участием представителей заказчика, в ходе которых проверяется функционирование всех основных элементов — технологического, компрессорного, электротехнического оборудования. Тестируется система автоматизированного управления, маслосистема, срабатывание клапанов, целостность

Малые КУ не требуют специального фундамента — необходимы лишь ровная бетонная площадка и внешние подключения. Уникальные разработки, примененные при проектировании, значительно уменьшают объем монтажных и наладочных работ.

зовых коммуникаций.

ность КУ.

В период между наладкой и 72-часовой комплексной проверкой работоспособности в составе объекта специалисты ЭНЕРГАЗа проводят собственные (индивидуальные) испытания оборудования продолжительностью от 8 до 24 часов.

кабельных линий, плотность и герметич-

В целом каждая МГКУ является полностью автономной системой, готовой к использованию, и требует только подачи электричества, установки охлаждающего блока и подвода га-

На этапе подготовки к пуску наши сервисные инженеры выполняют обучение эксплуатирующего персонала, а в ходе работы – техническое обслуживание установок по согласованному с заказчиком графику. Упрощенная конструкция МГКУ сокращает количество обслуживаемых элементов и продолжительность ТО.

При необходимости специалисты выполняют модернизацию КУ, а также текущий или капитальный ремонт.

В Москве, Белгороде и Сургуте базируются мобильные инженерно-технические группы ЭНЕРГАЗа, там же расположены склады оригинальных запчастей. Это дает возможность своевременно проводить плановые мероприятия на объектах, оперативно реагировать на запросы при возникновении нештатных ситуаций, в кратчайшие сроки и в полном объеме поставлять комплектующие и расходные материалы.

Ресурс и надежность

Компрессорные установки спроектированы и производятся для режима интенсивного применения. Опыт показывает, что при надлежащей эксплуатации и своевременном ТО ресурс и надежность агрегатов превышают показатели, приведенные в таблице.

Наработка КУ на отказ	14 000 часов
Наработка САУ КУ на отказ	25 000 часов
Ресурс между ремонтами	40 000 часов
Назначенный ресурс (срок службы)	20 лет
Надежность в эксплуатации	99%

В целом, малые газокомпрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» гарантированно отвечают существующим и перспективным технологическим потребностям различных объектов ТЭК и других отраслей промышленности.



Фото 3. Малая газокомпрессорная установка «ЭНЕРГАЗ» работает в тяжелых климатических условиях



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



ЦЕНТР УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ



CHИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ
DECREASING WATERCUT

ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ CLEANING NEAR WELLBORE ZONE

ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ MODERN & INNOVATIVE EQUIPMENT

Более Over

200

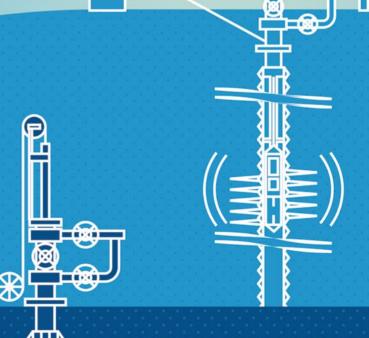
успешных работ в России, США и Канаде

successful treatments in RUSSIA, USA and CANADA CHUЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ
DECREASING VISCOSITY

ПОВЫШЕНИЕ ДЕБИТА INCREASING PRODUCTIVITY

БОГАТЫЙ ОПЫТ РАБОТЫ
WIDE EXPERIENCE

Ha рынке с 2009 года FOUNDED in 2009



www.cut-service.ru

- +7 (495) 920 7426
- +7 (495) 937 6140

г. Москва, Ботанический переулок д.5

WE ARE ON ADIPEC-2017 welcome to our stand #13330

УДК 665.61+553,982,2+547.91

Геохимичекая характеристика нефтей центральной части Сибирской платформы

А.Р. Ахмедова

ведущий инженер¹ ahmedova-sniiggims@yandex.ru

О.В. Серебренникова

д.х.н., заведующая лабораторией природных превращений нефти², профессор³ ovs49@yahoo.com

О.В. Шиганова

к.г-м.н., ведущий эксперт¹ shiganova@sniiggims.ru

¹АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», Новосибирск, Россия ²Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск, Россия

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

На основе индивидуального состава насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) дана геохимическая характеристика нефтей 20 месторождений центральной части Сибирской платформы. Показано, что исходное органическое вещество (ОВ) всех исследованных нефтей формировалось в морских условиях с повышенной соленостью. По совокупности геохимических показателей нефти делятся на две группы: к первой относятся нефти из отложений рифея Байкитской нефтегазоносной области (HГО), ко второй — из вендкембрийских отложений Катангской и Непско-Ботуобинской НГО.

Материалы и методы

Исследованы типичные нефти из трех основных НГО: Непско-Ботуобинской, Байкитской и Катангской (таб. 1). Географически исследуемый участок расположен в пределах Красноярского края, Иркутской области, Республики Саха (Якутия). По физико-химическим свойствам нефти характеризуются низким содержанием серы (0,1–0,6 % масс.) и высоким содержанием насыщенных УВ (54–80 % масс.). По плотности нефти Непско-Ботуобинской НГО более тяжелые (0,857–0,891 кг/м³), чем нефти Катангской и Байкитской НГО (0,790-0,841 кг/м³).

На территории центральной части Сибирской платформы в отложениях верхнего протерозоя (венд, рифей) и нижнего кембрия открыто свыше 40 месторождений углеводородов, многие из которых (Юрубчено-Тохомское, Собинское, Верхнечонское, Талаканское и др.) по запасам относятся к двум категориям: гигантские и крупные. Нефти из этих отложений являются древнейшими на Земле, возраст нефтесодержащих толщ варьирует от 509 до 1100 млн лет.

Изучению состава насыщенных УВ, таких как нормальные и изопреноидные алканы, стераны и терпаны, нефтей верхнего протерозоя и нижнего кембрия центральной части Восточной Сибири посвящен ряд работ [1–3], в которых установлены специфические черты, отличающие их от нефтей фанерозоя. Активное накопление новых данных о составе флюидов Центральной части Сибирской платформы [4–6] позволяет уточнить палеоэкологические условия, временные отрезки и локализацию очагов осадконакопления

и нефтегенерации, а также оценить вклад различных организмов в ОВ нефтематеринских пород. Более полную картину возможно получить только при комплексном подходе с применением большего числа классов соединений, идентифицированных во флюидах. Поэтому нами предпринята попытка найти на едином массиве нефтей центральной части Сибирской платформы геохимические признаки их общности и различий по составу насыщенных углеводородов и ароматических соединений.

Результаты

Ациклические алканы. В изученных образцах нефтей распространены два типа распределения н-алканов (рис. 1). В нефтях рифея Байкитской НГО в диапазоне $C_{16}-C_{25}$ преобладают четные гомологи (чет/нечет 1,08–1,20), в остальных образцах — нечетные (чет/нечет 0,84–0,97). Соотношение н- C_{17} /н- C_{27} во всех образцах значительно выше единицы (1,6–11,6). Такой тип распределения

№ п.п.	Площадь, № скв.	Глубина отбора, м	Возраст, свита
Байкит	ская НГО		
1	Юрубченская, 5	2285-2295	R
2	Юрубченская, 8	2271-2284	R, юрубченсксая, I
3	Вэдрэшевская, 5	2329-2360	R
4	Юрубченская, 108	2500,0	R, юктенская, I
Катанго	ская НГО		
5	Джелиндуконская, 103	2587-2638	V, ванаварская, I, IV
6	Собинская, 32	2648-2651	V, ванаварская
7	Собинская, 14	2643-2652	V, ванаварская, II
8	Ванаварская, 1	3103,9-3147	V, ванаварская
Непско	-Ботуобинская НГО		
9	Кугасская, 364-0	1315-1321	$\epsilon_{_{1}}$, олекминская
10	Талаканская, 808	1067,1-988,1	V_2 - ϵ_1 , билирская
11	Центрально-Талаканская, 827	1084-1101	V_2 - ε_1 , билирская
12	Среднеботуобинская, 25	1425-1452	V_2 - E_1 , билирская
13	Среднеботуобинская, 25	1480	V₂-€₁, билирская
14	Верхнечонская, 55	1604-1620	V_2 - ϵ_1 , успунская
15	Верхневилючанская, 677	1709-1722	V_2 - ϵ_1 , юряхская
16	Нижненепская, 187	1772-1836	V_2 - ϵ_1 , усольская
17	Восточно-Кийская, 181	2158-2190	V_2 - ε_1 , тэтэрская
18	Талаканская, 803	1505-1545	V, паршинская
19	Тас-Юряхская, 560	1939-1946	V, бюкская
20	Нелбинская, 2323	2055,3	V, бюкская
21	Восточно-Алинское, 304-3П	1449-1463	V, хамакинский-1
22	Верхнечонская, 96	1612-1620	V, паршинская
23	Иллегинское, 421-1	2019-2027	V, хамакинский
24	Мирнинская, 27	2095-2106	V, бюкская
25	Иреляхская, 737	2144-2154	V, бюкская
26	Мирнинская, 736	2150-2161	V, курсовская
27	Дулисьминская, 4	2542-2547	V, непская

Таб. $1-\Gamma$ еологическая характеристика исследованных образцов нефтей центральной части Сибирской платформы. Обозначения: R- рифей, V- венд, E- кембрий Tab. E- Geological description of the studied samples of crude oil found in central part of Siberian craton. Legend: E- Riphean, E- Cambrian

Состав ациклических алканов был изучен методом газо-жидкостной хроматографии [4] насыщенной фракции нефти, а циклических насыщенных и ароматических УВ с помощью хроматомасс-спектрометрии гексановой фракции. Отдельные соединения идентифицировали по полным масс-спектрам с использованием библиотеки масс-спектров NIST 2005.

Ключевые слова

нефть, Сибирская платформа, хроматомасс-спектрометрия, алканы, стераны, терпаны, ароматические углеводороды

н-алканов характерен для морского типа исходного ОВ. Во всех образцах обнаружены 12- и 13-монометилалканы (ММА). Соотношение н-:изо-:ММА в нефтях Байкитской НГО составляет в среднем 77:16:7, в Катангской — 69:23:9, в Непско-Ботуобинской — 64:25:11. Более низкие содержания ациклических изопреноидов и ММА могут быть вызваны отличием в составе организмов-предшественников исходного ОВ нефтей. Предшественниками ММА являются цианобактерии, губки и бесцветные серобактерии.

Низкие значения отношения пристана (П) к фитану (Ф) (0,4–1,7) соответствуют восстановительным и субокислительным условиям формирования исходного ОВ [7].

Нефти рифейских отложений Байкитской НГО отличаются от остальных повышенной термической зрелостью (рис. 2).

Циклопентаны. Идентифицированы гомологи циклопентана состава C_{11} - C_{24} (m/z 69), их распределение бимодально с максимумом на C_{14} и C_{20} . В образцах Байкитской НГО распределение содержания этих гомологов соответствует ряду: $C_{14} > C_{17} > C_{20}$, а в остальных — $C_{20} \ge C_{14} > C_{17}$. В диапазоне $C_{16} - C_{25}$ во всех образцах преобладают четные гомологи (чет/ нечет 1.23—1.91).

Циклогексаны. Распределение алкилзамещенных производных циклогексана унимодальное с максимумом на C_{13} – C_{15} , что, возможно, связано с планктоново-водорослевым

характером исходного OB. В большинстве образцов гомологи с нечетным числом атомов углерода в области $C_{1c}-C_{25}$ преобладают над четными (чет/нечет 0,83–1,10), кроме нефтей из рифейских отложений Байкитской НГО, в которых преобладают четные алкилциклогексаны (чет/нечет 1,29–1,41). Распределение м-, п-, о-изомеров метилалкилциклогексана однотипно для всех образцов. В области $C_{1c}-C_{25}$ преобладают нечетные гомологи (чет/нечет 0,76–0,93).

Терпаны. Во всех нефтях идентифицированы бициклические терпаны (сесквитерпаны) ряда дримана и гомодримана (рис. 3) и [6], что возможно обусловлено присутствием в исходном ОВ прокариотических организмов.

Наряду с бициклическими в изученных нефтях определены три-, тетра- и пентациклические терпаны. Среди трициклических терпанов во всех исследованных нефтях преобладают C_{23} (рис. 4A), присутствуют тетрациклический терпан C_{24} и пентациклический гаммацеран C_{30} , свидетельствующие о формировании исходного ОВ в условиях повышенной солености.

Доминирующей группой терпанов в нефтях являются пентациклические структурные аналоги гопана, представленные гомологами $C_{27}-C_{35}$. Повышенная концентрация гомогопанов C_{35} по сравнению с гомогопанами C_{34} указывает на морские

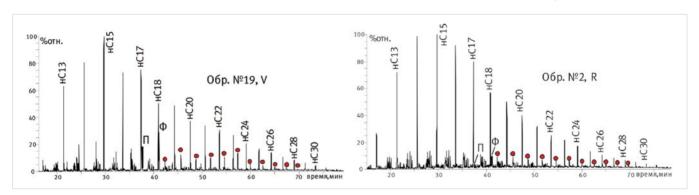


Рис. 1 — Хроматограммы насыщенной фракции нефтей; номера образцов соответствуют № п.п. в таб. 1; П – пристан, Ф – фитан, нС₁₅
— число атомов углерода в молекуле н-алкана, маркером отмечены 12- и 13-монометилалканы

Fig. 1 — Chromatograms of saturated oil fraction; sample numbers correspond to numbers in Table 1; Π – prystane, Φ – phytane, HC_{15} – carbon number value in a molecule of n-alkane, marked in red are 12- and 13-monomethylalkanes

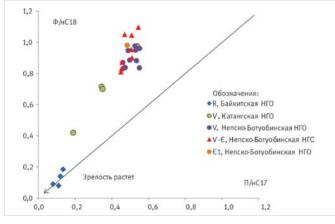


Рис. 2— Зрелость нефтей по соотношению изопреноидных и нормальных алканов

Fig. 2 — Maturity of oils based on correlation between isoprenoids and normal alkanes

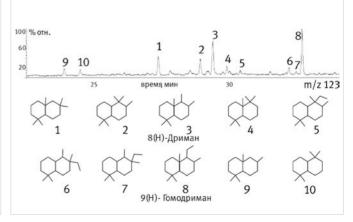


Рис. 3— Распределение дриманов (1–4), гомодриманов (5–8) и нордриманов (9, 10) в нефти площади Тас-Юряхская, скважина 560, интервал отбора 1939—1946 м (венд)

Fig. 3 — Distribution of drimanes (1-4), homodrimanes (5-8) and nordrimanes (9, 10) in the crude oil of Tas-Yuryakhskaya region, well 560, fluid sampling interval 1939–1946 m (Vendian)

условия седиментации и восстановительную обстановку в диагенезе. Величины соотношения изомеров трисноргопанов Ts/(Ts+Tm), часто зависящие от термической преобразованности ОВ, меняются в интервале 0,37–0,55 и в среднем составляют 0,47. При этом корреляции между этими величинами и возрастом вмещающих отложений не выявлено. Это может быть следствием влияния на соотношение Ts/(Ts+Tm)

не только термодинамических факторов, но литолого-фациальных условий осадкона-копления [7]. Соотношение S и R эпимеров гомогопана C_{31} близко к равновесному, и в среднем составляет 0,53, что соответствует термически зрелым нефтям. Кроме того, в нефтях обнаружена группа 8,14-секогопанов (m/z 123) состава C_{27} – C_{34} . Секогопаны генетически связаны с гопанами, и могли образоваться из последних вследствие различных

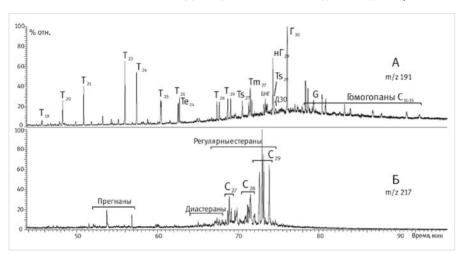


Рис. 4 — Масс-хроматограмма стеранов и терпанов нефти площади Тас-Юряхская, скважина 560, интервал отбора 1939—1946 м (венд). Обозначения: Т — трициклические терпаны C_{21} — $_{29}$. Те — тетрациклический терпан C_{24} , Тѕ — 18α , 21β -норнеогопаны C_{27} , C_{29} ; Tm — 17α , 21β -Трисноргопан C_{27} , $5H\Gamma$ - 17α , 18α , 21β -28, 30-Бисноргопан, C_{28} ; н Γ — 17α , 21β -20-гопан (адиантан), C_{29} ; \mathcal{A} — 17α -диагопан C_{30} ; Γ — 17α , 21β -гопан C_{30} ; G — 17α - 17α 0, 18α 0, 18α 0, 18α 1, 18α 1, 18α 2, 18α 2, 18α 2, 18α 3, 18α 3, 18α 3, 18α 4, 18α 5, 18α 5, 18α 5, 18α 5, 18α 6, 18α 6, 18α 6, 18α 7, 18α 9, 18α 9, 18

термокаталитических превращений.

Прегнаны и стераны. Прегнаны представлены гомологами C_{21} и C_{22} (рис. 4Б), их высокие концентрации во всех образцах нефти (7-18% отн.) могут быть обусловлены повышенной соленостью бассейна осадконакопления. Среди гомологов стеранов преобладают этилхолестаны (рис. 4Б), что свидетельствует о значительном вкладе морских зеленых водорослей в исходное ОВ [7]. Однако для нефтей рифейских отложений Байкитской НГО и вендских — Катангской НГО характерно меньшее содержание этилхолестанов 45-48 % и большее холестанов 25-30 % по сравнению с нефтями Непско-Ботуобинской НГО 50-55 % и 17-21 % соответственно. По составу стеранов и низким значениям отношения диастеранов к регулярным (0,11-0,49) можно предположить, что исходное ОВ всех исследованных нефтей формировалось в карбонатных фациях мелководного морского бассейна. Значения коэффициентов созревания К1 (0,45-0,51) и К2 (1,79-3,66), рассчитанные по составу стеранов (К1($\alpha \alpha$, $\beta \beta$ $(K_2(C_{29}) = 20S/(20S + 20R), (K_2(C_{29}) = \beta\beta(20S + 20R)/(20S + 20R))$ $\alpha\alpha$ 20R)) соответствуют средним стадиям катагенеза МК,-МК, [8].

Алкилбензолы. Во всех изученных образцах идентифицированы н-алкилбензолы (АБ) и их метил- (МАБ), этил- (ЭАБ) и диметил- (ДМАБ) производные с числом атомов углерода от 11 до 33 (m/z 91, 105, 119). Во всех нефтях наибольшая доля приходится на МАБ (42,7–58,1 %). С увеличением возраста вмещающих отложений доля АБ и ФтБ в нефтях падает, а МАБ, [ЭАБ + ДМАБ] — растет (рис. 5A).

Среди АБ преобладают низкомолекулярные гомологи с максимальным содержанием C_{13} , C_{17} и C_{21} [4, 5]. Однако содержание этих

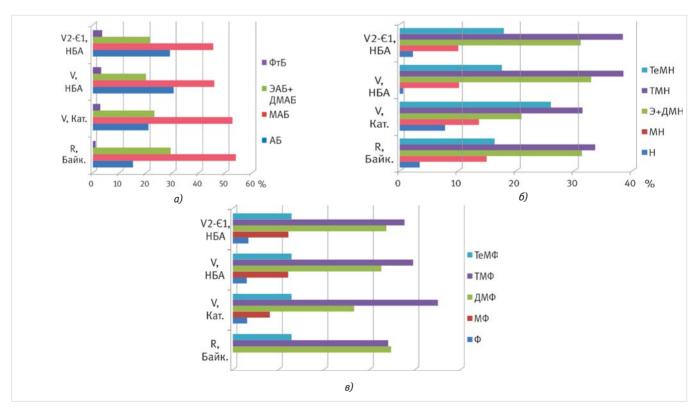


Рис. 5 — Относительное содержание ароматических УВ в нефтях (средние значения): (A) алкилбензолов, (Б) нафталинов, (В) фенантренов. Обозначения: НБА-Непско-Ботуобинская НГО. Кат.-Катангская НГО, Байк. – Байкитская НГО

Fig. 5 — Aromatic hydrocarbon ratio in crude oils (average): (A) alkylbenzenes, (Б) naphtalenes, (В) phenanthrenes. Legend: НБА-Nepsko-Botuobinskaya PBR, Кат.-Каtangskaya PBR, Байк. – Baykitskaya PBR

гомологов АБ в нефтях рифея отличается от остальных и по соотношению АБ C_{17}/C_{21} и C_{13}/C_{21} они выделяются в отдельную группу (рис. 6A). Аномально высокие концентрации АБ C_{21} в нефтях связаны с вкладом в состав исходного ОВ планктоновых водорослей. Соотношение чет/нечет в области $C_{16}-C_{25}$ в нефтях рифея Байкитской НГО близко к единице, в остальных — не превышает 0,7.

В составе МАБ 1,4-, 1,2-, 1,3-метилзамещенные изомеры содержатся преимущественно низкомолекулярные гомологи $C_{12}-C_{22}$. Для нефтей Непско-Ботуобинской НГО максимум приходится на C_{18} и C_{22} , а для нефтей Катангской и Байкитской НГО характерен широкий максимум в области $C_{13}-C_{18}$. Во всех образцах в области $C_{16}-C_{25}$ преобладают четные гомологи (1,3–1,7), но в нефтях рифея Байкитской НГО это менее выражено (1,0–1,2). Близкие картины распределения гомологов АБ и МАБ с одинаковым числом атомов углерода в алкильном заместителе

свидетельствуют о тесной связи механизмов формирования обеих серий.

Показатель термальной зрелости нефтей м-/о-МАБ хорошо коррелирует с отношениями н- C_{17} /П и н- C_{18} /Ф. Более высокими значениями этого показателя характеризуются нефти рифея Байкитской НГО (0,75–0,82), в остальных образцах его значения ниже (0,42–0,57).

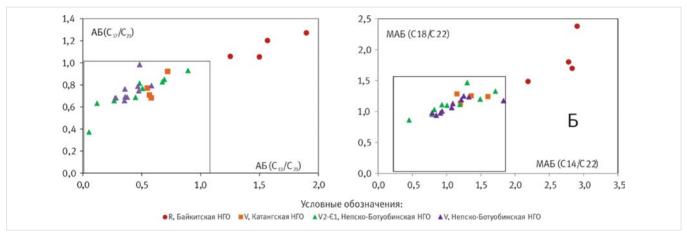
Распределение ЭАБ и ДМАБ однотипно с широким максимумом в области $C_{14}-C_{17}$ и преобладанием четных гомологов в диапазоне $C_{16}-C_{21}$.

Нафталины. Во всех исследованных нефтях по m/z 128, 142, 156, 170, 184 идентифицированы нафталин и его метилзамещенные гомологи, содержащие от 1 до 4 метильных заместителей. Среднее содержание отдельных групп нафталинов показано на рис. 5Б. Параметры термической зрелости, основанные на изомеризации термодинамически менее устойчивых α -алкилнафталинов в термодинамически более устойчивые

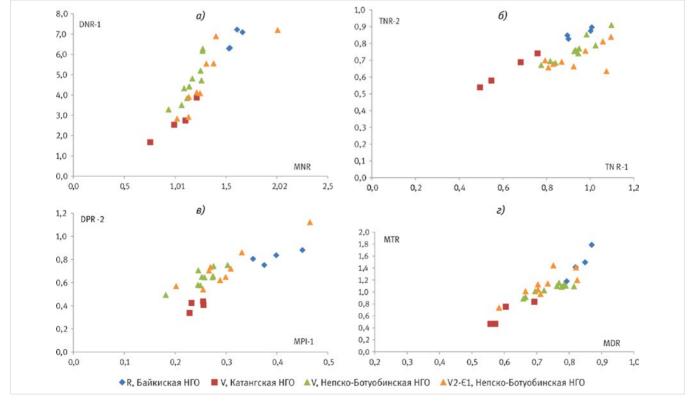
 β -алкилнафталины (MNR, DNR-1, TNR-1, TNR-2) [9] увеличиваются при переходе от венд-кембрийских нефтей к рифейским (рис. 7 A–Б).

Параметры зрелости рассчитаны по следующим формулам: MNR = 2-MH/1-MH; MNR = 2-MH/1-MH; DNR-1 = (2,6-+2,7-ДMH)/1,5-ДMH; TNR-1 = 2,3,6-TMH/(1,3,5-+1,4,6-TMH); TNR-2 = (1,3,7-+2,3,6-TMH)/(1,3,5-+1,3,6-+1,4,6-TMH)); MPI-1 = $1,5*(2-+3-M\Phi)/(\Phi+1-+9-M\Phi);$ DPR = $(3,5-+2,6-+2,7-ДM\Phi)/(1,3-+3,9-+2,10-+3,10-+1,6-+2,9-+2,5-ДM\Phi);$ MDR = $\Sigma M\Phi/\Sigma ДM\Phi;$ MTR = $\Sigma M\Phi/\Sigma TM\Phi$.

Фенантрены. По m/z 178, 194, 206, 220, 234 в нефтях идентифицированы фенантрен и его гомологи, содержащие в качестве боковых заместителей от 1 до 4 метильных групп. Во всех образцах доминируют диметил- (ДМФ) и триметил- (ТМФ) фенантрены (рис. 5В). Отношения MPI-1, DPR [9], основанные на реакциях изомеризации метильного заместителя из α - в энергетически более выгодные β -положения, в ароматическом кольце фенантрена



 $Puc.\ 6- Pacnpe$ деление нефтей по соотношению гомологов алкилбензола C_{12}/C_{21} и C_{17}/C_{21} и метилалкилбензола C_{14}/C_{22} и C_{18}/C_{22} Fig. 6- Distribution of crude oils by the ratio between homologous compounds of alkylbenezene C_{12}/C_{21} and C_{17}/C_{21} and methylalkylbenezene C_{14}/C_{22} and C_{18}/C_{22} and C_{18}/C_{22}



Puc. 7 — Параметры термической зрелости нефтей, рассчитанные на основе состава метилпроизводных нафталина и фенантрена Fig. 7 — Oil thermal maturity parameters calculated from the composition of methyl derivatives of naphthalene and phenanthrene

так же, как и параметры зрелости, рассчитанные по нафталинам, повышены для нефтей из рифея Байкитской НГО (рис. 7В). В целом параметры термической зрелости фенантренов понижены по сравнению с нафталинами, что возможно связано с менее интенсивными процессами изомеризации фенантренов.

Параметры MDR и MTR (рис. 7Г), основанные на деметилировании ДМФ и ТМФ в соответствующие МФ согласуются с параметрами MPI-1, DPR. Причем деметилирование ТМФ протекало более интенсивно, чем ДМФ. Расчетная отражательная способность витринита $Rc=0,6\times1,5\times(2-MP+3-MP)/(P+9-MP+1-MP)+0,4$ для большинства нефтей соответствует пику нефтяного окна 0,72-0,90%, а для нефтей вендских отложений Катангской НГО — ранней стадии нефтяного окна 0,65-0,66%.

Итоги

На основе состава насыщенных и ароматических УВ проведена геохимическая характеристика нефтей центральной части Сибирской платформы. Показано, что исходное ОВ для изученных нефтей формировалось в карбонатных фациях мелководного морского бассейна с восстановительными условиями осалконакопления Основными источниками исходного ОВ являлись водоросли и бактерии, однако вклад различных биопродуцентов не одинаков и по комплексу параметров нами выделены две группы нефтей. К первой группе отнесены нефти венд-нижнекембрийских отложений Катангской и Непско-Ботуобинской HГО, ко второй — нефти рифейских отложений Байкитской НГО. Выделенные группы нефтей отличаются специфическим профилем распределения н-алканов, циклопентанов, циклогексанов, н-алкилбензолов, нафталинов, фенантренов и их метилзамещенных гомологов. В нефтях первой группы в молекулярно-массовом распределении насыщенных и ароматических УВ с длинным алкильным заместителем в диапазоне $C_{16}-C_{25}$ преобладают нечетные гомологи. Кроме того, нефти первой группы отличаются меньшими значениями всех расчетных параметров термической преобразованности.

Выводы

Проведенная геохимическая характеристика нефтей центральной части Сибирской платформы, основанная на комплексном изучении состава насыщенных и ароматических УВ, дает более полную информацию о типе исходного нефтематеринского вещества, условиях его накопления и преобразования и позволяет проводить генетические корреляции нефть — нефть. Полученные результаты могут быть использованы в дальнейшем для выявления пород — потенциальных источников нефти на территории Непско-Ботуобинской, Байкитской и Катангской НГО и при подсчете запасов УВ в отложениях рифейского и венд-кембрийского комплексов.

Список литературы

- Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводивших пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. №7. С. 901–910.
- 2. Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В., Мялкина Ю. А., Назарова Е.С., Нечитайло Г.Е. Роль рифейских и вендских нефтематеринских

- толщ как поставщиков углеводородов в зоны нефтенакопления на юге Сибирской платформы. Успехи органической геохимии. Всероссийская научная конференция ИНГГ им. А.А. Трофимука. Новосибирск: ИНГГ, 2010. С. 129–132.
- 3. Kelly A.E., Love G.D., Zumberge J.E., Summons R.E. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia. Organic Geochemistry, 2011, Vol. 42, issue 6. pp. 640–654.
- Akhmedova A.R., Serebrennikova O.V., Shiganova O.V. Composition of Mono-, Biand Tricyclic Aromatic Hydrocarbons in Oils from the Middle part of the East Siberia. Journal of Siberian Federal University: Chemistry, 2010, Vol. 3, issue 4, pp. 329–339
- Иванова И.К., Каширцев В.А. Особенности распределения моноалкилбензолов состава С₁₂H₁₈ С₂₇H₄₈ в венд-кембрийских нефтях Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. №11. С. 1539–1544.
- 6. Каширцев В.А. Новые и редкие стерановые и терпановые углеводороды в нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы (Восточная Сибирь) // Нефтехимия. 2013. Т. 53. №1. С. 3–10.
- 7. Peters K.E., Walters C.C. and Moldowan J.M. The Biomarker Guide, 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 1156 p.
- 8. Петров А.А. Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. 1996. №6. С. 876–891
- Radke M. Organic Geochemistry of Aromatic Hydrocarbons. In: Advances in Petroleum Geochemistry. New York: Academic Press, 1987, Vol. 2, pp. 141–207.











целое соединяется **НАДЁЖНО**нашими уплотнениями!

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

000 «ИЛЬМА»

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



Система менеджмента ISO 9001:2008 ISO 14001:2004

www.tuv.com ID 910505262



ENGLISH CHEMICAL TECHNOLOGY

Geochemical classification of hydrocarbons in oils from Central part of the Siberian Platform

UDC 665.61+553.982.2+547.91

Authors:

Aleksandra R. Akhmedova — lead engineer¹; ahmedova-sniiggims@yandex.ru **Olga V. Serebrennikova** — Sc.D., head of the laboratory of natural oil conversions², professor³; ovs49@yahoo.com **Olga V. Shiganova** — Ph.D., leading expert¹; shiganova@sniiggims.ru

"Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources", Novosibirsk, Russian Federation

Abstract

Based on individual composition of saturated and aromatic hydrocarbons, the paper presents geochemical properties of oil from 20 different fields in the central area of Siberian craton. The study reveals that initial organic matter of observed crude oils was formed in marine environment of high salinity. By their geochemical properties, crude oils are divided into two groups: group one refers to Riphean sediments of Baykitskaya petroleum-bearing region (PBR) and group two refers to Vendian-Cambrian sediments of Katangskaya and Nepsko-Botuobinskaya PBR.

Materials and methods

The study has been performed on typical oil from three major PBRs: Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya, and Katangskaya (Table 1). The area of interest is geographically situated within Krasnoyarsk Krai, Irkutsk Oblast and the Sakha Republic (Yakutia). Physical and chemical properties of these oils reveal low percentage of sulphur (0.1–0.6 % wt) and high percentage of saturated hydrocarbons (54–70 % wt). As for the density, crude oil produced from Nepsko-Botuobinskaya PBR is heavier (0.857–0.891 kg/m³) than that of Katangskaya and

Baytinskaya PBRs (0.790–0.841 kg/m³). Acyclic alkanes have been studied through gas-liquid chromatography [4] of saturated fraction, whereas the research of cyclic saturated and aromatic hydrocarbons has incorporated chromatography-mass spectrometry of hexane fraction. Some compounds have been identified against full mass spectra using NIST 2005 mass spectral library.

Results

Based on composition of saturated and aromatic hydrocarbons, geochemical properties of crude oils of central Siberian craton have been reviewed. The study has shown that initial organic matter of observed crude oils was formed in carbonate facies of shallow marine basin under reducing sedimentation conditions. Initial organic matter originated from algae and bacteria. However, contribution of various primary producers is not equal and we have therefore classified crude oils under two groups, based on their properties. The first group is comprised of crude oils of Vendian-Cambrian deposits of Katangskaya and Nepsko-Botuobinskaya PBRs, and the second group includes oils of Riphean deposits of Baykitskaya PBR. The outlined groups stand out for peculiar profile of n-alkanes, cyclopentanes, cyclohexanes, n-alkylbenzenes, naphtalenes, phenanthrenes, and their methyl-substituted homologous compounds. For crude oils of the first group molar mass distribution of saturated and aromatic hydrocarbons with long alkyl substituent in the range of $\rm C_{16}$ - $\rm C_{25}$ reveals predominance of uneven homologous series. Furthermore, crude oils of the first group are distinguished by lower values of their thermal maturity parameters.

Conclusions

Geochemical research of crude oils of central Siberian craton and comprehensive study of saturated and aromatic hydrocarbons suggest a more complete idea of the type of oil-source matter, its accumulation and transformation. It also enables oil-vs-oil genetic correlation. The obtained findings may further help to reveal oil-source rocks in Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya and Katangskaya PBRs and estimate hydrocarbon reserves of the Riphean and Vendian-Cambrian.

Keywords

crude oil, Siberian craton, chromatographymass spectrometry, alkanes, steranes, terpanes, aromatic hydrocarbons

References

- 1. Timoshina I.D. Geokhimiya organicheskogo veshchestva nefteproizvodivshikh porod i neftey verkhnego dokembriya yuga Vostochnoy Sibiri [Geochemistry of organic matter of oil source rocks and oils from upper Precambrian strata of southern East Siberia]. Geologiya i geofizika, 2004, Vol. 45, issue 7, pp. 901–910.
- 2. Dakhnova M.V., Zheglova T.P.,
 Mozhegova S.V., Myalkina Yu.A.,
 Nazarova E.S., Nechitaylo G.E. Rol'
 rifeyskikh i vendskikh neftematerinskikh
 tolshch kak postavshchikov uglevodorodov
 v zony neftenakopleniya na yuge
 Sibirskoy platformy [The Role of the
 Riphean and Vendian oil source strata
 as suppliers of hydrocarbons in the zone
 of oil accumulation to the South of the
 Siberian platform]. The success of organic
- Geochemistry. All-Russian Scientific Conference of INGG them. A.A. Trofimuka. Novosibirsk: *INGG*, 2010, pp. 129–132.
- 3. Kelly A.E., Love G.D., Zumberge J.E., Summons R.E. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia. Organic Geochemistry, 2011, Vol. 42, issue 6. pp. 640–654.
- Akhmedova A.R., Serebrennikova O.V., Shiganova O.V. Composition of Mono-, Bi- and Tricyclic Aromatic Hydrocarbons in Oils from the Middle part of the East Siberia. Journal of Siberian Federal University: Chemistry, 2010, Vol. 3, issue 4, pp. 329–339.
- 5. Ivanova I.K., Kashircev V.A. Osobennosti raspredelenija monoalkilbenzolov sostava $C_{12}H_{18}-C_{27}H_{48}$ v vend-kembrijskih neftjah Sibirskoj platformy [Distribution of monoalkylbenzenes $C_{12}H_{18}-C_{27}H_{48}$ in vendian-cambrian oils of the Siberian

- platform]. *Geologija i geofizika*, 2010, Vol. 51, issue 11, pp. 1539–1544.
- 6. Kashircev V.A. Novye i redkie steranovye i terpanovye uglevodorody v neftyakh Nepsko-Botuobinskoy anteklizy (Vostochnaya Sibir') [New and rare sterane and terpane hydrocarbons in oils of the Nepa-Botuobinskaya anteclice (Eastern Siberia)]. Petroleum Chemistry, 2013, Vol. 53, issue 1, pp. 3–10.
- 7. Peters K.E., Walters C.C. and Moldowan J.M. The Biomarker Guide, 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 1156 p.
- 8. Petrov A.A. *Geokhimicheskaya tipizatsiya neftey* [Geochemical typing of crude oils]. *Geokhimiya*, 1994, issue 6, pp. 876–891.
- Radke M. Organic Geochemistry of 9.
 Aromatic Hydrocarbons. In: Advances in Petroleum Geochemistry. New York: Academic Press, 1987, Vol. 2, pp. 141–207.

²Institute of Oil Chemistry, Russian Academy of Science, Siberian Branch, Tomsk, Russian Federation

³National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Новая разработка ООО «ГЛОБУС»: ультразвуковой расходомер газа «ИРГА-РУ»

ООО «ГЛОБУС» образовано в 1989 году. Со дня основания и по настоящее время предприятие производит и разрабатывает современные контрольно-измерительные приборы для учета расхода и количества газа, пара, тепловой энергии, жидкостей; поверочные установки. За прошедшие годы освоен выпуск целого семейства приборов под фирменной маркой «Ирга», обеспечивающих успешное решение задач измерения, диспетчеризации, управления и мониторинга технологических процессов.

В настоящее время заканчивается процедура внесения в Госреестр новой разработки ООО «ГЛОБУС» – ультразвукового расходомера «Ирга-РУ» (далее – расходомер).

Принцип действия прибора основан на измерении разности времен прохождения акустической волны вдоль и против потока. Возбуждение и прием акустической волны осуществляется с помощью пьезоэлектрических датчиков.

Ультразвуковой расходомер отличается надежностью, простотой в эксплуатации и высокой точностью. «Ирга-РУ» практически не имеет аналогов по ширине диапазона

измеряемых расходов. Динамические диапазоны измерений в пределах одного типа трубы: от 1:312 (Ду 800) до 1:2000 (Ду 32÷700) (таб. 1).

Такой широкий диапазон расходов, не зависящий от состава газа, температуры и давления, получен благодаря оригинальному алгоритму обработки сигналов, поступающих от датчиков, входящих в состав расходомера.

Наличие 2-х вариантов исполнений расходомера по диапазонам позволяет выбрать требуемую модификацию без лишних затрат.

Диаметр условного прохода, Ду, мм	Диапазон измерений расхода, м³/ч		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода в рабочих условиях, %	
	Диапазон 1	Диапазон 2	$0,025Q_{max} \le Q \le Q_{ma}$	$Q_{min} \le Q \le 0,025Q_{max}$
25	0,03 - 30	0,03 - 24	1,0 1,	1,5 / 1,0*
32	0,08 - 160	0,08 - 120		
40	0,12 - 240	0,12 - 180		
50	0,2 - 400	0,2 - 300		
80	0,5 – 1000	0,5 - 800		
100	0,8 - 1600	0,8 - 1200		
150	2,0 - 4000	2,0 - 3000		
200	5,0 - 10000	5,0 - 8000		
250	8,0 - 16000	8,0 - 12000		
300	10,0 - 20000	10,0 - 15000		
400	16,0 - 32000	16,0 - 24000		
500	25,0 - 50000	25,0 - 40000		
700	100 – 50000		2,0	5,0
800	160 – 50000			

Таб. 1 — Метрологические характеристики расходомера

Температура измеряемой среды в зависимости от исполнения	от минус 55 до +170 °C	
Температура окружающей среды в зависимости от исполнения	от минус 55 до +80 °C	
Максимальное давление измеряемой среды в трубопроводе в зависимости от исполнения	от 0,15 до 32 МПа	
По типу выходного сигнала	 частотный (от 0 до 1000 Гц) частотный (от 100 до 1100 Гц) токовый (от 4 до 20 мА) НАRТ (выходной сигнал по протоколу НАRТ) числоимпульсный 	
Напряжение питания	от 187 до 242 В	
Потребляемая мощность	не более 10 Вт	

Таб. 2 — Основные технические характеристики ультразвукового расходомера «Ирга-РУ»



Достоинства ультразвукового расходомера «Ирга-РУ»:

- Существуют исполнения расходомера, не требующие прямых участков (для диаметров трубопроводов от 25 до 200 мм)
- Широкий диапазон измеряемых расходов
- Отсутствие гидравлического сопротивления
- Надежность (нет подвижных механических элементов)
- Высокая точность
- Быстродействие
- Помехозащищённость

ООО «ГЛОБУС» осуществляет проектирование, монтаж, пусконаладку, 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.).

Качество и доступные цены— основные цели нашей работы.



308023, Россия, Белгород, ул. Садовая, д. 45-а Тел/факс: +7 (4722) 26-42-50, 26-18-46, 31-33-76 E-mail:

Отдел продаж: sale@irga.ru

Техническое и сервисное обслуживание:

service@irga.ru Общие вопросы: globus@irga.ru www.irga.ru

Российские вентиляционные системы производства «НПП «Поток»

ООО «НПП «Поток» — компания полного цикла, осуществляющая проектирование, производство, шеф-монтаж, диспетчеризацию и сервисное облуживание систем вентиляции и кондиционирования воздуха для промышленных объектов, складских комплексов, многоэтажных жилых домов, магазинов и офисных помещений. 2017 год отмечен для предприятия знаковым событием, а именно: выходом на рынок нефтехимии, разработкой и выпуском новых видов продукции.



ВЦК-ПВ, отгруженная по заказу ПАО «МагнитогорскийМК»

Современный порядок

Несмотря на то, что сегодня на рынке присутствует более 100 компаний, предлагающих вентиляционное оборудование хорошего качества по разумным ценам, в последнее время наметилась тенденция, когда заказчики все больше предпочитают выбирать подрядчика, который сможет реализовать проект «под ключ».

«НПП «Поток» не просто поставляет системы для поддержания необходимых параметров воздушной среды в помещениях, но и осуществляет комплексное сопровождение продукции на всех этапах ее жизненного цикла. Отличительная особенность реализуемых систем вентиляции — их высокая степень ремонтопригодности и широкие возможности по постгарантийной поддержке.

Сейчас на собственных производственных мощностях «НПП «Поток» выпускает широкий ассортимент продукции:

- приточные установки, вентиляторы центробежные, крышные и осевые;
- вентиляторы дымоудаления;
- компоненты вентиляционных систем (стаканы монтажные, воздуховоды и фасонные части к ним, клапаны и заслонки).

Для обеспечения работы оборудования по заданным технологиям предоставляется большой выбор элементов автоматики отечественного и зарубежного производства, таких как клапаны, сервоприводы, различные датчики и термостаты, регуляторы оборотов двигателей и т.п. Кроме того, в настоящий момент разрабатывается программное обеспечение, предназначенное для автоматизации подбора оборудования и наполнения параметров проекта.

В процессе реализации каждого заказа специалисты «НПП «Поток» совместно с проектными институтами на основании технического задания подбирают оптимальную конфигурацию оборудования под требования на стадии подготовки проекта.

Новые горизонты

Компания «Поток» хорошо знакома со спецификой нефтегазовой отрасли, так как ранее выполняла работы по монтажу и поставке вентиляционного оборудования для предприятий химического и нефтехимического циклов (например, ООО ОХК «Щекиноазот», АО «Газпромнефть-Омский НПЗ»).

Таким образом, сотрудничество с нефтеперерабатывающим заводом «Орскнефтеоргсинтез» по оснащению цехов гидрокрекинга водорода и химводопоготовки системами вентиляции стало следующим шагом в развитии деятельности «НПП «Поток» в нефтегазовом сегменте.

Компания присоединилась к проекту осенью 2016 года на стадии согласования с проектантами комплектации приточных установок и электросхем автоматики к ним. Далее в период с мая по август 2017 года на склад комбината было доставлено полностью готовое технологическое оборудование: приточно-вытяжные установки, смесительные узлы, автоматика и шкафы управления к ним — всего более 50 единиц оборудования с суммарной производительностью 620 000 м³/ч. В октябре-ноябре специалисты компании осуществляют на объекте шеф-монтажные и пусконаладочные работы.

Безусловно, работа с ПАО «Орскнефтеоргсинтез» занимает важное место в портфеле реализованных проектов компании: воплошены в жизнь самые современные подходы к устройству вентиляционных систем, внедрены передовые на сегодняшний день технологические решения. В частности, заказчиком были поставлены задачи по поддержанию определенных параметров температурного режима в отдельных рабочих зонах цехов, чистоте подаваемого в помещении воздуха. Большое внимание уделено обеспечению взрывобезопасности. Поэтому существенная часть компонентов вентиляционной системы, например, общепромышленные вентиляторы ВР 80-75, клапаны КПС и АЗЕ выполнены во взрывозащищенном исполнении. Для цеха гидрокрекинга водорода поставлены эжекторы низкого давления ЭИЗЗ и ЭИ54.

Приточная установка для цеха химводоподготовки производительностью 31 000 м³/ч укомплектована роторным рекуператорным блоком, эффективность которого достигает 70%, что позволяет экономить до 400 кВт тепловой энергии в час.

Устойчивый курс

«НПП «Поток» ориентировано на развитие и готово предложить различные варианты сотрудничества с предприятиями нефтехимического сектора. Разработчики оборудования следят за развитием технологических трендов, менеджеры держат обратную связь с заказчиками и взаимодействуют с инженерами, что является залогом для оперативного реагирования на требования рынка и модернизации производства. Для предприятий, в технологических процессах которых участвует агрессивная среда, выпускаются общепромышленные вентиляторы из специальных марок стали (нержавеющей, жаропрочной, оцинкованной и т.д.), предназначенные прослужить дольше, чем вентиляторы из обычной, низкоуглеродистой стали.

НПП «Поток» обеспечивает своим заказчикам минимальные сроки изготовления компонентов необходимого оборудования. Так, например, поставка клапанов дымоудаления КД1, КД2 составляет от 3 рабочих дней, вентиляторов дымоудаления ВКРН, ВКРНФ, вентиляторов общепромышленных ВР 80-75 — от 10 рабочих дней, воздушных центральных кондиционеров и приточно-вытяжных установок — 30—60 рабочих дней.

Наши менеджеры, инженеры-проектировщики, наладчики вентиляционного оборудования всегда готовы помочь Вам в решении задач любой сложности.



000 «НПП «Поток» г. Екатеринбург, ул. Черняховского, 67 +7 (343) 286-52-04 potok@wenta.ru www.npppotok.ru

ООО «СЭП»: Инновационные технологии и поставки оборудования нового поколения

А.А. Андреев

главный инженер

000 "СЭП", Брянск, Россия

Специалисты нефтяной отрасли и участники ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с аварийными разливами нефтепродуктов и пожарами, в «Год Экологии» — 2017 с особым пониманием относятся к требованиям, предъявляемым к используемому оборудованию по эффективности, надежности, предотвращению вредных выбросов в атмосферу и загрязнению окружающей среды.

Сложность ликвидации и тяжесть последствий пожаров нефтяных резервуаров общеизвестны. Существующие внешние нормативные средства пожаротушения — пенные, подслойные или газовые не всегда эффективны и надежны ввиду сложности систем и отказов, особенно при низких температурах окружающей среды.

Предприятие ООО «Скорая Экологическая Помощь» разрабатывает и выпускает продукцию по трём основным направлениям:

- резервуарное оборудование;
- средства для локализации и ликвидации последствий аварийных разливов нефтепродуктов (ЛАРН);
- оборудование для переработки нефтешламов и загрязнённых грунтов.

К одним из последних разработок можно отнести:

Блочные алюминиевые полноконтактные понтоны с пенополиуретановым наполнителем для резервуаров ёмкостью от 200 до 50 000 (100 000) м³ исполнения ПП являются понтонами нового поколения.

С возникновением пламени, т.е. в начальный период не допуская развития мощного горения, при температуре менее 200°С на очаг возгорания сбрасывается тушащий материал. Даже в случаях неполного тушения очага возгорания происходит не менее десятикратное снижение мощности пламени, что в свою очередь заметно снижает температурную радиацию, влияющую на смежные резервуары, кроме того,

создаются более благоприятные условия для работы мобильных средств пожаротушения и безопасности личного состава.

Предложенная технология применения понтонов и резервуаров с пакетированным тушащим материалом для самотушения очагов возгорания в резервуаре эффективна, перспективна, автономна и имеет сравнительно низкую стоимость.

БПА 200...50 000 ПП сокращают потери от испарений на 98–99% и обеспечивают самотушение в случае возгораний в резервуаре (фото 1).

Предприятие ООО «СЭП» имеет возможность изготовления и поставки специальных кассет с пакетированным тушащим материалом и для резервуаров РВС, не оснащенных понтонами, обеспечивающих самотушение возгораний в резервуаре до срабатывания автоматических нормативных средств пожаротушения (фото 2а, 6,в).

В блочных алюминиевых полноконтактных понтонах применены самые современные материалы и технологии, обеспечивающие в сравнении с алюминиевыми или металлическими понтонами на полых цилиндрических поплавках, следующие улучшенные свойства и качества:

 по снижению потерь от испарений: поверхость продукта практически полностью закрыта погруженным на 8-14 мм ковром понтона толщиной 42 мм в жидкость, между поверхностью продукта и



Фото 1 — Блочный алюминиевый понтон для резервуаров РВСП-200...50 000nn



Фото 2a — Процесс горения нефтепродукта в резервуаре без применения тушащего материала (13 сек. после поджога)



Фото 26 — Спустя 8 сек. после поджога нефтепродукта в резервуаре с пакетированным тушащим материалом

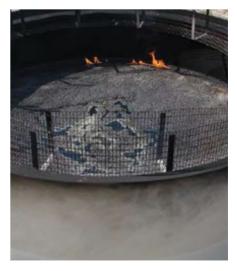


Фото 2в — Состояние поверхности через 8 минут 18 сек. после поджога



Фото 3 — Установка для утилизации замазученных грунтов, буровых и нефтешламов

поверхностью понтона отсутствует пространство, т.е. ликвидирована поверхность испарения;

- по взрыво-пожаробезопасности: из-за ликвидации «газовой подушки» пространства между поверхностью продукта и поверхностью понтона, заполняемого парами хранимого продукта, ликвидирован основной потенциальный источник или среда для возникновения пожара или взрыва резервуара;
- по надежности:
- монолитные блоки понтона, заполненные жестким самозатухающим пенополиуретаном с закрытыми микроячейками, и в целом ковер понтона непотопляемы, даже при разгерметизации алюминиевого короба блока;
- исключается какой-либо перекос ковра понтона и его зависание на направляющих трубах, тросах или стенке резервуара, что происходит с другими типами понтонов при разгерметизации и подтоплении полых поплавков или коробов понтона;
- по ремонтопригодности: понтон БПА состоит из однотипных блоков размером 3,0-0,9 м и толщиной 42 мм, скрепленных болтами. При необходимости ремонта днища, нижнего пояса стенки или зачистки от отложений и дегазации резервуара производится демонтаж части блоков и создание «ремонтных окон» любого требуемого размера в любой части понтона;

• по прочности: прочность монолитного блока толщиной 42 мм понтона БПА кратно выше прочности настила из алюминиевого листа толщиной 0,6–0,8 мм, примененного в других типах алюминиевых понтонов.

При этом, конструкция БПА 200...50 000 учитывает преимущества понтонов зарубежных и отечественных компаний.

Приёмо-раздаточные устройства резервуаров ПРУм-Д диаметром от 150 до 1200 мм обеспечивают не только увеличение полезной ёмкости резервуаров на 10–15%, но и ликвидацию осадкообразования.

Стенды стационарные и переносные СНДКР-1 для испытаний и настройки дыхательных клапанов резервуаров всех типов.

К **средствам ЛАРН** последней модификации относятся:

- боны заградительные повышенной огнестойкости БЗол-20/350 и БЗп-150ПО и зимние боны БЗЗ-10/1000 и универсальные БЗЗу-250-1200;
- нефтесборщики серии НЩ-15 производительностью от 15 до 45 м³/час;
- пенные противопожарные установки с системой компримирования воздушно-механической пены «Пума-1000».

Для переработки нефтешламов разработаны и выпускаются установки УЗГ-1м с блоками обработки и очистки дымовых газов на производительность до 8 т/ час и перспективная модель УЗГ-1М.1.0/4 мобильная, размещаемая в кузове автомобиля или на автоприцепе, производительностью 4 т/час (фото 3).

Предприятие осуществляет подготовку персонала в учебном центре АНО ДПО «УПЦ СЭП» для работы на вышеуказанном оборудовании, а также выполняет пусконаладочные работы на установках УЗГ- 1м на местах их базирования и сборку понтонов БПА 200...50 000 ПП.

Высокое качество производимых нами изделий, доставка заказанного оборудования в максимально сжатые сроки и сдача его «под ключ», разумная цена на продукцию — именно это позволяет предприятию стабильно развиваться и совершенствовать технологии.



241020, Россия, г. Брянск, пер. Уральский, д. 16, а/я 10 Тел.: +7 (4832) 74-77-70, 67-61-10, 67-61-11. Факс: +7 (4832) 74-88-67 +7 (499) 709-70-08 — многоканальный sep@sep32.ru, ecosep@mail.ru, sep-bryansk@rambler.ru www.sep32.ru

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ НОЯБРЬ 2017-МАРТ 2018

конференц конференция МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ Ижевск, 8-9 ноября KONFERENCE-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.



саммит РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА Москва. 8-9 ноября ROGSUMMIT.RU

Акцент технической части деловой программы на механизированной добыче и на повышении нефтеотдачи пластов.



выставка КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ

Москва, 9-10 ноября CTTIMES ORG/CONE

Старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков услуг и производителей соответствующего оборудования.



саммит НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА Москва, 10 ноября DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Саммит для ключевых игроков нефтеперерабатывающей промышленности, посвященный модернизациям и инновациям в данной области.



выставка ADIPEC Абу-Даби, ОАЭ, 13-16 ноября ADIPEC.COM

Место встречи специалистов нефтегазовой отрасли. Абу-Даби естественный перекресток между Востоком и Западом, один из самых влиятельных мировых энергетических узлов 21 века.



АТІОН образовательная программа

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ 2017 Москва, 13-17 ноября EAGE.RU

Программа образовательных курсов по геонаукам. Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров.



выставка НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ Нижневартовск, 15-16 ноября SES.NET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в нефтяной столице России.



конференция НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ Уфа, 20-22 ноября NOVTEKBUSINESS.COM

Конференция и сопутствующая ей выставка предоставляют возможности для ознакомления нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями производителей оборудования и услуг.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ Красноярск, 22-24 ноября KRASFAIR.RU

Новейшие технологии в области геодезии, картографии, геофизики и спутниковой навигации, геомониторинга земли. Оборудование для нефтехимической и газовой промышленности.



конгресс НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ *⊘і*І тЕКМІNAL 2017 Санкт-Петербург, 23–24 ноября OILTERMINAL.ORG

Обсуждение перспектив развития нефтяной промышленности, рынков производства и сбыта, индустрии транспортировки и хранения нефти как на экспорт, так и на внутренний рынок России.



конференция ТРИЗ 2017 Москва, 27 ноября CREONENERGY.RU

Тема мероприятия: освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в России.



конференция БИТУМЫ И ПБВ 2017

Москва, 28 ноября CREONENERGY.RU

Тема мероприятия: повышение качества битумов.



конференция НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Москва, 7 декабря

N-G-K.RU

Выступление компаний, занятых разработкой российского нефтегазового шельфа. Обсуждение возможностей для участия в проектах российских подрядчиков и поставщиков.



конференция АРКТИКА И ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ Москва, 20-21 февраля ENERGY.S-KON.RU/ARKTIKA-2018

Посвящена вопросам развития Арктики, стимулирования инновационной деятельности региона, создания условий для привлечения инвестиций в Арктическую зону России.



форум **ТЕРРИТОРИЯ NDT** Москва, 27 февраля-1 марта EXPO.RONKTD.RU

Профессиональная площадка для конструктивного диалога и демонстрации новейших достижений и разработок.



конференция ДАУНСТРИМ-2018

Омск, 28 февраля-2 марта OILANDGASREFINING.RU

IV ежегодная серия интерактивных дискуссий. Более 250 руководителей ВИНК, НПЗ, ГПЗ, НХП России и СНГ обсудят строительство и модернизацию предприятий отрасли.



выставка ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ Казань, 13-15 марта EXPOENERGO.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.



конференция НЕФТЕГАЗСНАБ Москва, 15 марта N-G-K RU

Для руководителей служб МТО нефтегазовых компаний. Обсуждается закупочная деятельность, импортозамещение, оплата и приемка продукции, информационное обеспечение рынка.



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ, ежегодно объединяющее профессионалов отрасли























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







14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки 18-19 июня 2018 москва • крокус экспо www.oilgascongress.ru



+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

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













22-25 мая 2018 уфА **▶ ВДНХ** ЭКСПО



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVI международная выставка

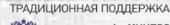


ОРГАНИЗАТОРЫ























Q Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158

L Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93

E-mail: gasoil@bvkexpo.ru

gntexpo.ru@gazneftufa

#газнефтьуфа #газнефтьтехнологии #гнт





28-29 MAPTA 2018 г.



г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ

Ямало-Ненецкий автономный округ

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках Новоуренгойского газового форума

Организатор выставки: Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:



000 "Выставочная компания Сибэкспосервис",

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

ВЫСТАВКА
Газ. Нефть.
Новые Технологии Крайнему Северу

ЭКСПОЗИЦИЯ



28 - 30 MAPTA

г. Оренбург

ООО «УралЭкспо»

тел./факс: (3532) **67-11-03**, **67-11-05**, **45-31-31** uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

XV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ

•ВЫСТАВКА•

«HEOTЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

- Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
 - Геология, геофизика
- Сейсмическое оборудование и услуги
- Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
 - Трубы и трубопроводы, инструменты и др.



Встречи нефтяников и газовиков с поставшиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



декабря

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

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

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



марта

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

Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний База поставщиков нефтегазового комплекса OIL-GAS.RU Настенные нефтегазовые карты **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудова



НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний OIL-GAS.RU База поставшиков нефтегазостроительных компа Настенные нефтегазовые карты OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



📭 сентября

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

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



7 октября

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

Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний База поставщиков нефтесервисных компаний OIL-GAS RU - Настенные нефтегазовые карты **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru







17-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ



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

АЛЬМЕТЬЕВСК 17-19 ОКТЯБРЯ 2018

NT-EXPO.RU











открытое акционерное общество «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепро

















Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. 🛭 Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции тру(Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые,

Сертификаты на продукцию, разрешения на применение, декларации соответствия доступны на сайте http://www.kremz.ru/sertif.html

ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель 7AVE 3e

Economical
Environmentally friendly
Energy officient*



- Напряжение 380 660 В
- Мошность 7 5 30 кВт
- Hactora ppauloung 3000 500 of/man
- Монтажное исполнение на лапах, с фланцем, комбинированное
- Датчик температуры обмотки
- Места под установку датчиков вибрации

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

*Экономичный, экологичный, энергоэффективный

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

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

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

ruselprom.ru

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

