№1 (80) МАРТ 2021

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Нагнетательные скважины

Исследование возникновения сероводорода в залежах Рубежинского прогиба

Изучение березовской свиты

Влияние природы насыщающего агента

ОПР – успех освоения месторождения

Рационализация использования ПНГ

Закономерности распределения зон поглощений

ТРАНСНЕФТЬ

Оценка надежности линейной части нефтепровода

ТЕХНОЛОГИИ

Пенокислотные воздействия

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

Производство изделий из ПОЛИУРЕТАНА для нефтегазовой отрасли

Пермь, ул. Фадеева, 3а
+7 (342) 273-42-04
+7 912 590 00 82
Elastoplast@perm.ru

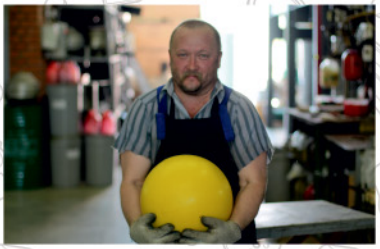
www.elastoplast.pro

О производстве

Производство «Эластопласт» основано в 2002 году. На данный момент предприятие имеет собственные производственные помещения, где налажена технологическая линия от синтеза системы компонентов до готовых изделий из полиуретана различного назначения для многих отраслей промышленности: нефтегазодобывающей, химической, металлургической, электротехнической, горнодобывающей, строительной, сельскохозяйственной.

Консультация и сопровождение

Вот уже более 15 лет мы решаем технические задачи, поставленные нашими клиентами, подбирая оптимальный состав для изделий, необходимых под конкретные условия эксплуатации. Мы можем подробно описать поведение изделия в тех или иных условиях. Таким образом, мы предлагаем техническую поддержку и сопровождение под специфические особенности каждого проекта.



Уникальная линейка составов

В зависимости от условия конечного использования продукции диапазон твердостей может варьироваться от 45 ед. по Шору А до 75 ед. по Шору D, при этом материал сохраняет высокие рабочие характеристики.

Знания сфер применения

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

Инженерный подход к каждому проекту

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

О продукции

ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРОИЗВОДИМ:

- Манжеты и поршни для буровых насосов;
- Покрытие полиуретаном валов, стержней, колес;
- Стрипперы ГНКТ, герметизаторы устьевые;
- Уплотнения клапанов буровых насосов;
- Заглушки для оборудования;
- Очистные шары, торпеды;
- Скребки ленточных транспортеров, трубных конвейеров, катков.

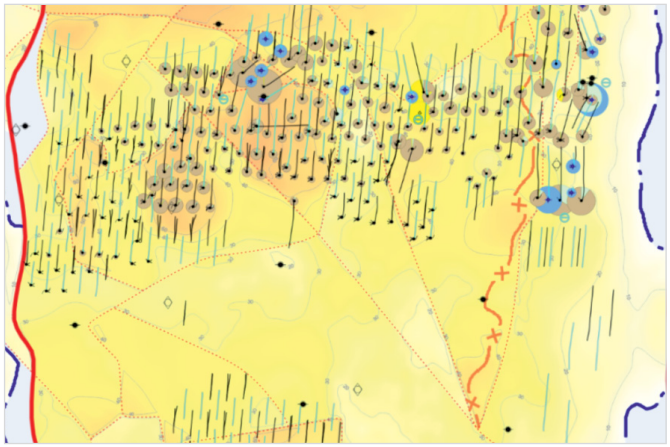
СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

11 Павлов В.А. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений

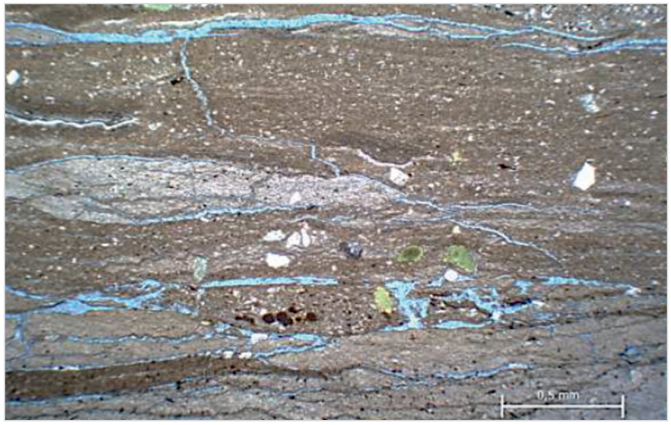
18 Лидеры консалтинговых проектов 2020 года по версии компании НефтеГазКонсультант

19 Ткаченко Е.И. Участок опытно-промышленных работ как залог успеха эффективного освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

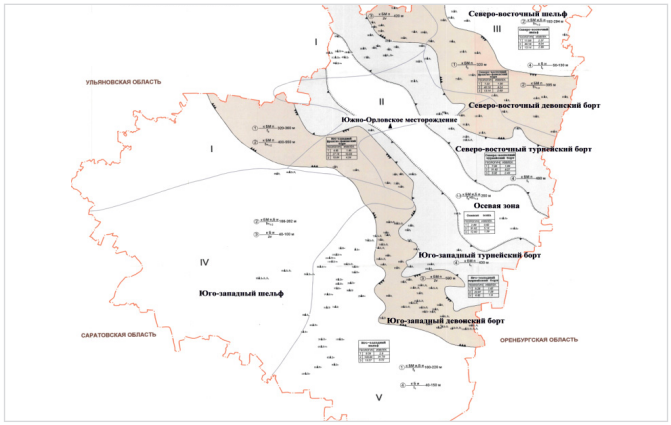


24 Сергеева Е.В. Влияние минералогического состава пород и изотопного состава пластовых вод на повышенное содержание сероводорода в продукции добывающих скважин на примере обособленных рифовых залежей углеводородов восточной части Рубежинского прогиба

30 Калабин А.А. Трещиноватость кремнисто-глинистых пород пласта НБ$_1$ березовской свиты центральной части Западной Сибири



34 Шиповский К.А. Закономерности распределения зон поглощений в одиночных рифах депрессионной зоны Камско-Кинельской системы прогибов



НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (80) март 2021

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
ул.Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 (8552) 92-38-33

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 03-21/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 22.03.2021
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:
в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ),
в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
На сайте Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU доступны полные тексты статей.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

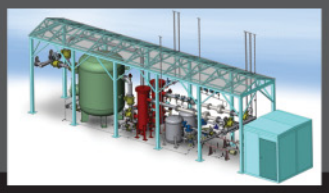
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

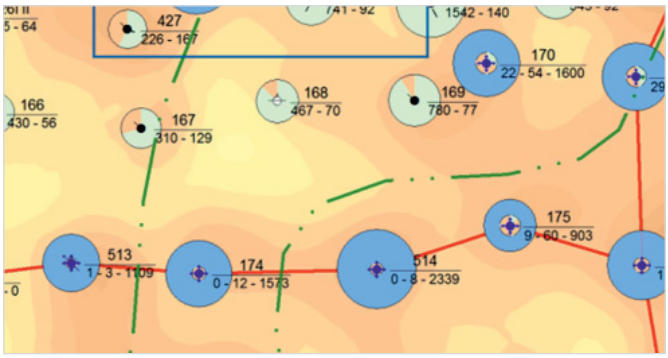
Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

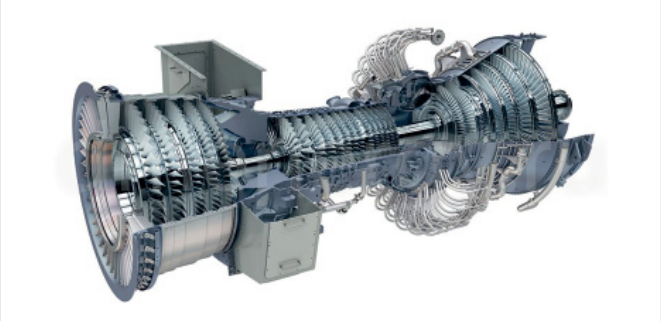
ЭКСПЛУАТАЦИЯ

40 Изотов А.А. Целесообразность плавного запуска в работу нагнетательных скважин

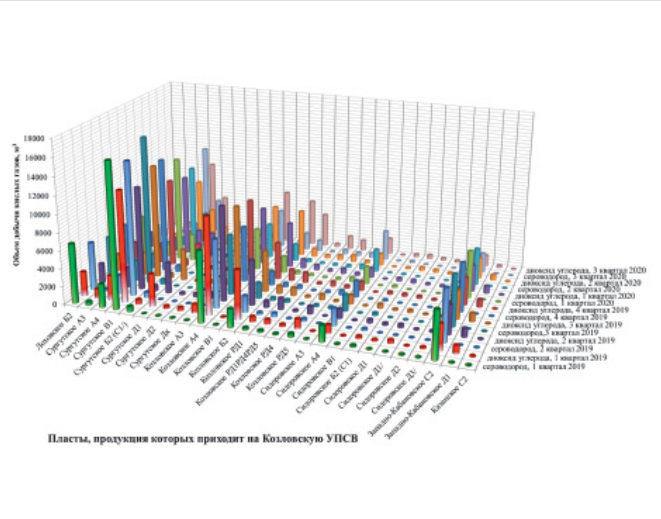


45 Полозов М.Б. Применение технологии пенокислотного воздействия на карбонатных коллекторах башкирского объекта в условиях Волго-Уральского региона

50 Крамской Д.А. Комплексная подготовка топлива для газовых турбин на примере ГТУ-ТЭЦ «Восточная»



55 Соложенкина Е.К. О возможности прогнозной оценки содержания кислых газов в условиях вводимых ограничений газоперерабатывающих заводов по приему попутного нефтяного газа



ТРАНСПОРТИРОВКА

62 Голофаст С.Л. Обоснование прочностной надежности и уровня риска для линейных участков магистрального нефтепровода с учетом статистического разброса толщины стенки трубы

ОБОРУДОВАНИЕ

68 ООО ТЗМЗ «ТОИР»: Современные технологии в проектировании и производстве мобильных и модульных зданий, специального и технологического оборудования

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАЕН / tshuster@mail.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Игнатьева С.Е. / general@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Гунько О.Г. / gunko.ok@mail.ru

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

ДИРЕКЦИЯ:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Исаев А.А. — к.т.н
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Шехтман Г.А. — д.т.н.

ГАЗОАНАЛИЗАТОР «АЛМАЗ-СПЕКТР»
Ex ВЗРЫВОЗАЩИТА

предназначен для измерения довзрывоопасных концентраций метана в воздухе в пределах от 0 до 100 % НКПР и передачи информации внешним исполнительным устройствам

Цифровая передача данных RS485 («Modbus»)

Аналоговый канал — 4–20 мА

Рабочая температура — -60... +50°С

Выходы реле/«сухой контакт»

Взрывонепроницаемая оболочка по ГОСТ IEC 60079-1

Взрывозащищенный сенсор

Искробезопасная цепь по ГОСТ 31610.11

Степень защиты корпуса IP 65

Exd [ib] IIC T4 Gb

КАЧЕСТВО ГОСУДАРСТВЕННОГО ОБОРОННОГО ЗАВОДА

АЛМАЗ

АО «НПП «Алмаз»
НПЦ «Газотрон-С»
г. Саратов

+7 (8452) 48-01-04
info@gazotron.ru
gazotron.ru

CONTENT

UPSTREAM

11 Pavlov V.A. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks

19 Tkachenko E.I. Pilot area as a key to successful development of hard-to-recover reserves

24 Sergeeva E.V. Influence of mineral composition of rocks and isotopic composition of formation water on the high content of hydrogen sulfide in the production on the example of oil deposit in isolated reef bioherm in the eastern part of the Rubezhinsky trough

30 Kalabin A.A. Fracturing of siliceous clayey rocks of the NB_1 formation of the Berezovskaya suite in the central part of Western Siberia

34 Shipovskiy K.A. Regularities of the distribution of lost circulation areas in single reefs of the depression zone of the Kama-Kinel downfold system

40 Izotov A.A. The reasonability of a smooth start of injection wells

45 Polozov M.B. Application of the technology of foam acid treatment on carbonate reservoirs of the Bashkir object in the conditions of the Volga-Ural region

55 Solozhenkina E.K. As to whether and how it is possible to evaluate sour gas content in the context of the limitations imposed on the gas processing plants in relation to the receipt of the associated gas

MIDSTREAM

62 Golofast S.L. Justification of resistance reliability and risk level for linear sections of the main oil pipeline according to statistical variability of the pipe wall thickness

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 1 (80) march 2021

ISSUE DATE: 22.03.2021

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (8552) 92-38-33

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:
Logos typography
Kazan, Republic of Tatarstan, Russia
Portovaya st., 25A
+7 (843) 231-05-46

EDITOR IN CHIEF:
Shuster V.L. — Sc.D., academician of RAS / tshuster@mail.ru

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:
Oksana Gunko/ gunko.ok@mail.ru

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

MANAGERS:
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru

DIRECTORATE:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
Isaev A.A. — Ph.D.
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Sc.D.
Shekhtman G.A. — Sc.D.

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

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

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

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

АСО БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Производство оборудования для геофизического и нефтегазового сектора

подъемники каротажные, лаборатории перфораторной станции ...

Для гидроразрыва пласта (ГРП)
(станция контроля ГРП)

Блоки насосной станции типа БНС
(с гидромеханическим приводом)

Установка передвижная нагревательная типа УНП
(водогрейная установка)

Лаборатория специальная
(химка)

Установка смесительная типа УС
(гидратационная установка)

Установка песко-смесительная типа УПС
(блендер)

Опытный технический персонал разработает и изготовит оборудование под индивидуальные цели Заказчика

Переоборудование транспортных средств, капитальный ремонт оборудования и автомобилей, замена шасси и т.д.

ООО «ГИС-Комплект»
+7 (347) 299-85-11, +7 960 800-85-11

reception@gis-komplekt.ru
gis-komplekt.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-11-16 УДК 550.8.014: 550.822.3 | Научная статья

Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений

Павлов В.А.[1], Кулешов В.С.[1], Кудымов А.Ю.[1], Якубовский А.С.[1], Субботин М.Д.[1], Пташный А.В.[1], Абзгильдин Р.Р.[2], Максимов Е.В.[2]
[1] ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2] ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия
kuleshovvs@gmail.com

Аннотация
Проведена адаптация существующих лабораторных методов определения упруго-прочностных свойств слабоконсолидированного керна, включая лабораторное донасыщение образцов различными флюидами, в том числе при создании порового давления газом. В работе изучено влияние насыщающих агентов на упруго-прочностные свойства образцов керна газового месторождения. В качестве насыщающих агентов рассматривались жидкости (естественное насыщение, вода, керосин) и газ (азот). Установлено, что в зависимости от природы насыщающего агента изменения значений статического модуля Юнга, определенные при объемном сжатии, достигают 30 %; коэффициента Пуассона – 10 %. В работе показано, что при насыщении образца керна водой значение предела прочности на одноосное сжатие снижется в 2–4 раза, а модуль Юнга — в среднем в два раза в сравнении с естественным насыщением образца.

Материалы и методы
На основе метода предварительной быстрой заморозки породы в жидком азоте производится выбуривание образцов керна из слабоконсолидированной породы. Для контроля качества целостности полученных образцов керна используется томограф. Донасыщение образцов керна керосином или водой производится с помощью подведенной к кернодержателю системы линий жидкостных насосов. В случае донасыщения образцов азотом, к линии порового давления через редуктор присоединяется баллон с газом. Проведены лабораторные исследования по определению упруго-прочностных свойств горной породы при различном насыщении.

Ключевые слова
лабораторные исследования керна, упруго-прочностные свойства, различное насыщение, геомеханика

Для цитирования
Павлов В.А., Кулешов В.С., Кудымов А.Ю., Якубовский А.С., Субботин М.Д., Пташный А.В., Абзгильдин Р.Р., Максимов Е.В. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 11–16.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-11-16

Поступила в редакцию: 08.02.2021

UDC 550.8.014: 550.822.3 | Original Paper

Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks

Pavlov V.A.[1], Kuleshov V.S.[1], Kudymov A.Yu.[1], Yakubovskiy A.S.[1], Subbotin M.D.[1], Ptashnyy A.V.[1], Abzgildin R.R.[2], Maksimov E.V.[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Kharampurneftegaz" LLC, Gubkinskiy, Russia
kuleshovvs@gmail.com

Abstract
The existing laboratory methods for determining the elastic-strength properties of a weakly consolidated core were adapted, including laboratory pre-saturation of samples with various fluids, as well as while creating pore pressure with gas. The influence of saturating agents on the elastic-strength properties of gas field core samples is studied. Liquids (natural saturation, water, kerosene) and gas (nitrogen) were considered as saturating agents. It was found that, depending on the nature of the saturating agent, changes in the values of the static Young's modulus, determined during volumetric compression, reach 30 %; the Poisson's ratio – 10 %. It is shown that when the core sample is saturated with water, the value of the uniaxial compressive strength decreases by 2–4 times, and the Young's modulus decreases by an average of two times in comparison with the natural saturation of the sample.

Material and methods
Based on the method of preliminary rapid freezing of the rock in liquid nitrogen, core samples are drilled from weakly consolidated rock. Additionally, a tomography is used to monitor the quality and integrity of the obtained core samples. Additional saturation of core samples with kerosene or water is performed by liquid pump lines system connected to the core holder. In the case of additional nitrogen saturation of the samples, a gas cylinder is connected to the pore pressure line through the reducer. Laboratory studies were carried out to determine the elastic-strength properties of the rock at different saturation.

Keywords
core analysis, elastic-strength properties, various saturation, geomechanics

For citation
Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Yu., Yakubovskiy A.S., Subbotin M.D., Ptashnyy A.V., Abzgildin R.R., Maksimov E.V. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 11–16. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-11-16

Received: 08.02.2021

Введение

Изменение упруго-прочностных свойств горной породы, при смене насыщения, играет важную роль при геомеханическом моделировании устойчивости стенок скважины, интенсификации нефтедобычи, заводнении объекта разработки, подъеме уровня газоводяного и водонефтяного контактов. При этом основная часть исследований, направленных на изучение упруго-прочностных свойств горных пород в зависимости от насыщающего флюида, в первую очередь ориентирована на выявление особенностей процессов бурения или добычи углеводородов [1–4]. Данные работы направлены на решение частных задач (таких как подбор оптимальной жидкости бурения, влияние кислот на прочность и проводимость трещин) и не раскрывают фундаментальной значимости поставленных вопросов и дальнейшего использования полученных результатов в масштабах промышленного моделирования.

Понимание напряженно-деформированного состояния горных пород в прискважинной зоне и в межскважинном пространстве является одним из ключевых факторов при геомеханическом моделировании. Особенно актуальной данная проблематика является в условиях газонасыщенных коллекторов [5]. Очевидно, что в межскважинном пространстве порода пласта находится в условиях естественного насыщения и характеризуется определенными упруго-прочностными свойствами. При бурении скважин наличие проницаемых зон приводит к фильтрации бурового раствора в пласт, что сопровождается изменением упруго-прочностных свойств горной породы и, как следствие, изменением напряженно-деформированного состояния в окрестности скважины. В настоящее время отсутствуют расчетные методики, учитывающие влияние технологических жидкостей на изменение упруго-прочностных свойств горной породы, что, в свою очередь, не позволяет однозначно сопоставить данные широкополосного акустического каротажа с результатами лабораторных измерений.

Целью работы является изучение влияния природы насыщающего агента — жидкости (естественного насыщения, воды и керосина) и газа (азота) — на упруго-прочностные свойства схожих по литологии, ФЕС и ГИС образцов керна газовых месторождений, а также адаптация существующих методов проведения лабораторных исследований по уточнению упруго-прочностных свойств горной породы, необходимых для достоверного одномерного и трех/четырехмерного геомеханического моделирования.

Полученные результаты свидетельствуют о существенном влиянии насыщающего флюида на динамические, статические и прочностные характеристики горной породы. При этом наилучшую сходимость с данными ГИС в заданных условиях демонстрируют образцы, насыщенные керосином.

Объект исследования

В рамках исследования изучены образцы керна газового месторождения, отобранные с двух различных продуктивных горизонтов. Рассматриваются отложения Кузнецовской свиты, характеризующиеся переслаиванием алевролита крупно-мелкозернистого песчанистого, глинистого с низкой проницаемостью, равной 1 мД, и пористостью 20–25 %. Также приведены результаты лабораторных исследований образцов керна, отобранных с Покурской свиты, которые представлены песчаником средне-тонко-мелкозернистым с проницаемостью до 1 200 мД и пористостью до 35 %. При этом с целью снижения набухаемости глин бурение скважин выполнено на растворах на углеводородной основе.

В скважине № 1 исследования керна выполнены при естественном насыщении, а в скважинах № 2–5 — при донасыщении образцов керосином. Дополнительно на скважинах № 2 и 3, на схожих образцах керна по литологии, ФЕС и ГИС, выполнены исследования при донасыщении образцов водой, керосином и азотом. При этом, согласно [6], тестирование керна для изучения упруго-прочностных свойств необходимо выполнять при естественном насыщении. Следует отметить, что исследуемый материал является слабоконсолидированным, поэтому для его выбуривания используется метод быстрой заморозки, подробно описанный в следующем разделе.

Методика проведения лабораторных исследований

Эксперименты по определению упруго-прочностных свойств керна традиционных коллекторов проводятся согласно методике, разработанной в Центре исследований керна ООО «ТННЦ» на основе [6, 7]. Более сложными, с точки зрения проведения лабораторных исследований, являются тесты на слабоконсолидированной горной породе, поэтому в Центре исследований керна ООО «ТННЦ» также разрабатываются оригинальные методики, учитывающие их специфику.

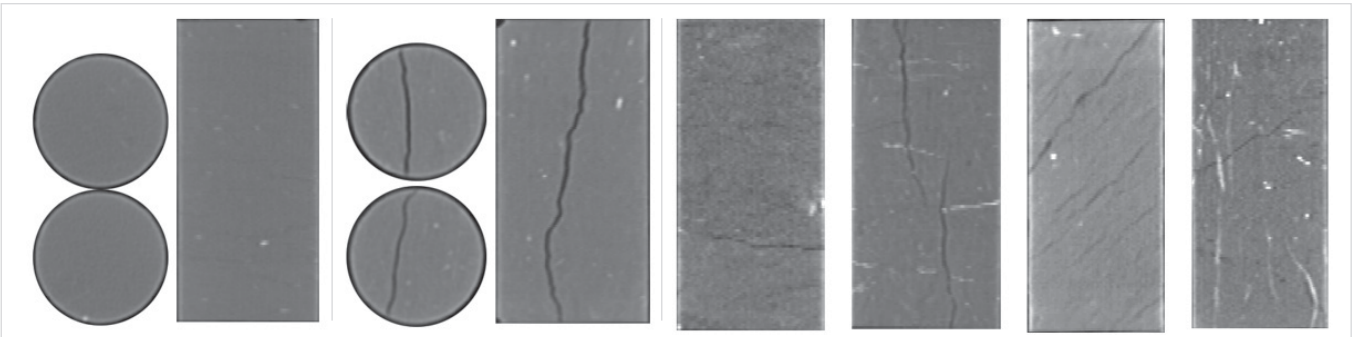
Для выбуривания стандартных образцов керна из слабоконсолидированной породы применяется метод предварительной быстрой заморозки породы в жидком азоте. Быстрая заморозка позволяет сохранить слабые межзерновые связи при вибрации бурильной коронки и избежать насыщения породы лишней влагой, образующейся при конденсации воздуха в случае медленного замораживания породы, а также снизить процент некондиционных образцов до ~ 10 %.

Для контроля качества целостности готовых образцов керна используется томограф [8] (рис. 1). Образцы со скрытыми и видимыми дефектами и крупными включениями исключались из дальнейшего рассмотрения (рис. 1b, c).

Упруго-прочностные свойства керна определены на модернизированной испытательной установке Shimadzu AG-300kN, оснащенной механическим приводом, жидкостными насосами и камерой для создания обжимного давления.

Для расчета динамических упругих свойств через скорости пробега продольной и поперечной волн необходимо в первую очередь определить объемную плотность породы. Поэтому перед загрузкой в кернодержатель образцы предварительно подвергаются донасыщению рабочей жидкостью путем капиллярной пропитки под вакуумом. Далее путем замера массы насыщенного образца и его геометрии вычисляется объемная плотность породы. Однако данный подход неприменим в случае насыщения слабоконсолидированной породы жидкостями, поскольку образцы, изготовленные методом быстрой заморозки, хранятся в таком состоянии вплоть до проведения лабораторных исследований и размораживаются непосредственно внутри кернодержателя. Таким образом, донасыщение образца керосином или водой производится с помощью подведенных к кернодержателю линий жидкостных насосов. При этом геометрия образца измеряется перед проведением лабораторных исследований, а масса — после. При определении объемной плотности естественно-насыщенных образцов и при насыщении их газом применяется стандартный подход.

В качестве флюидов насыщения используются модель пластовой воды (дистиллированная вода + NaCl) и осветительный керосин



a) целый
whole

b) образец с явной видимой трещиной
a sample with an obvious visible crack

c) образцы со скрытыми трещинами
samples with hidden cracks

Рис. 1. Примеры компьютерной томографии образцов керна
Fig. 1. Examples of computed tomography of core samples

согласно ГОСТ 4753-49 [9]. Выбор керосина обусловлен его инертностью к породе пласта, исключающей набухание глинистых фракций.

В случае насыщения образцов газом установка подверглась модернизации путем отсечения жидкостных насосов и присоединения баллона с газом непосредственно к линии порового давления через редуктор. При проведении лабораторных исследований используется газообразный азот, так как эффективный диаметр его молекулы близок к эффективному диаметру молекулы метана (~ 0,34 нм — молекула азота N_2; ~ 0,38 нм — молекула метана CH_4; ~ 0,2 нм — молекула гелия He). При проведении геомеханических исследований не происходит фильтрация порового флюида, поэтому при выборе газа его вязкость не учитывается.

При проведении экспериментов для воспроизведения начальных пластовых условий на редукторе вручную выставляется необходимое поровое давление, контролируемое при помощи цифровых датчиков. Так как пластовое давление в исследуемых интервалах представленных скважин лежит в диапазоне от 9,0 до 11,5 МПа, а рабочее давление стандартного оборотного баллона с азотом составляет 14,7 МПа, то реализуемый метод позволяет воссоздать полноценные условия проведения лабораторных исследований как при насыщении образцов жидкостями, так и газом. В случае рассмотрения естественно-насыщенных образцов исследования проводились без создания порового давления. При этом давлением обжима является эффективное давление эквивалентное образцам, на которых воспроизводилось поровое давление. При подготовке образцов к исследованиям экстракция не проводится с целью сохранения их целостности. Таким образом, исследования проводятся при текущей водонасыщенности с донасыщением рабочими флюидами, кроме тестов, выполненных на естественно-насыщеных образцах.

a) ГОСТ 21153.8-88 (1–5 МПа/с)
GOST 21153.8-88 (1–5 MPa/s)

b) рассчитанной на этапе консолидации
calculated at the consolidation stage

Рис. 2. Примеры образцов, тестируемых при различных скоростях нагрузки
Fig. 2 Examples of samples tested at different load speeds

Исследования при объемном сжатии на слабоконсолидированных образцах (в сравнении с традиционными) проводятся при различных значениях скоростей осевой нагрузки [10]. Так, при извлечении на поверхность слабоконсолидированная горная порода разуплотняется, и для того, чтобы вернуть ее в исходное состояние, требуется гораздо большее время при приложении эффективного давления, чем для традиционной породы. Таким образом, после загрузки образца в установку и стабилизации температуры происходит этап консолидации, при котором порода уплотняется. Впоследствии из диаграммы «Нагрузка-деформация» рассчитывается оптимальная скорость деформации образца, на основе которой выполняется тест при объемном сжатии. Следует отметить, что при задании скорости нагрузки 1–5 МПа/с [6] образец приобретает «бочкообразную» форму, что свидетельствует о пластичном характере разрушения, а это приводит к некорректно определенным значениям упругих свойств образца (рис. 2). Процедура проведения лабораторных исследований при объемном сжатии на слабоконсолидированных образцах керна не зависит от природы флюида.

Таким образом, основными отличиями от исследований стандартного керна, которые адаптированы для работы с керном, представленным слабоконсолидированными породами, являются:

- изготовление стандартных образцов, контроль их целостности с помощью компьютерной томографии и хранение до исследований;
- способ донасыщения жидкостью и определения объемной плотности образца;

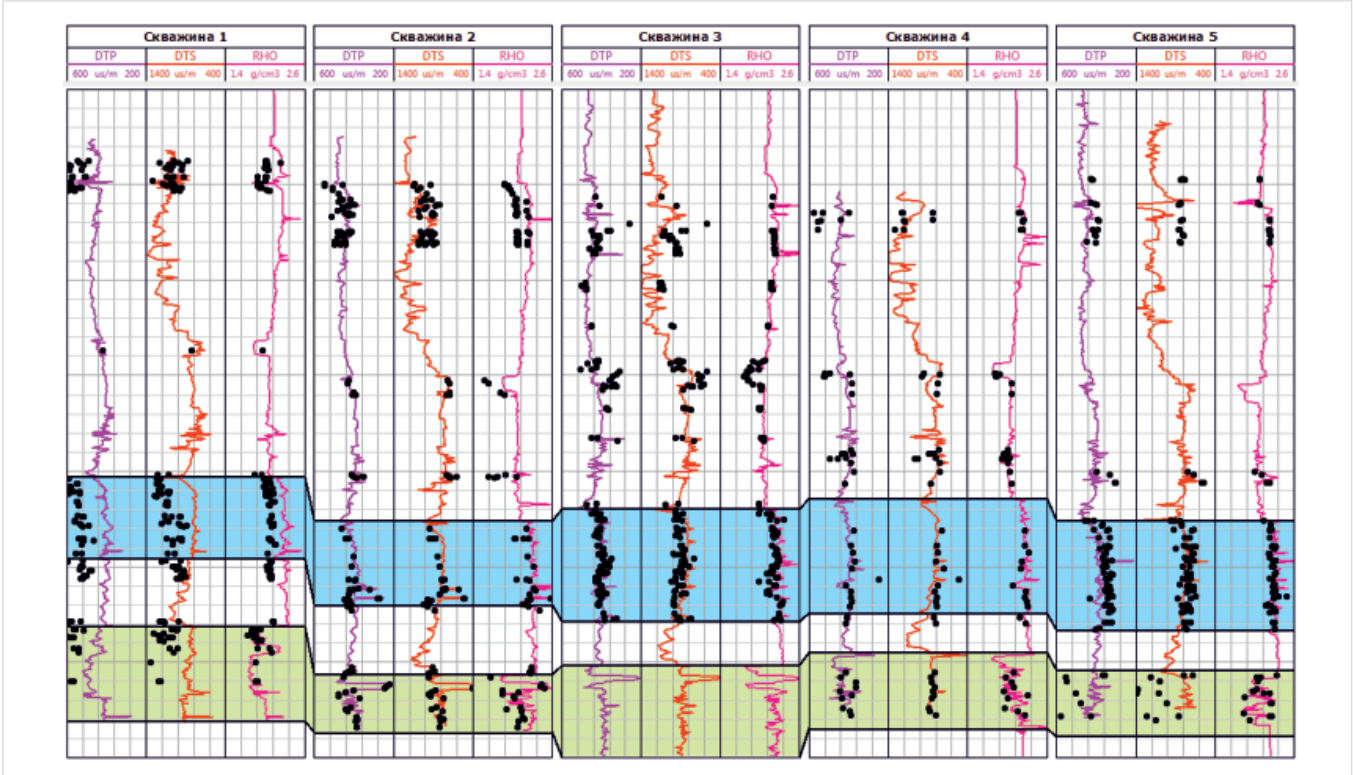


Рис. 3. Сравнение результатов тестирования керна (точки) с данными широкополосной акустики (сплошная линия)
Fig. 3. Comparison of core test results (points) with sonic scanner logs (solid line)

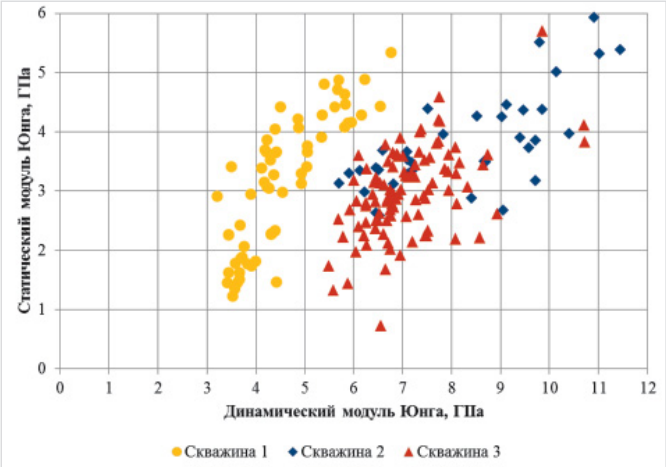


Рис. 4. Зависимость статического модуля Юнга от динамического при различном насыщении образцов керна
Fig. 4. Dependence of the static Young's modulus on the dynamic one at different saturation of core samples

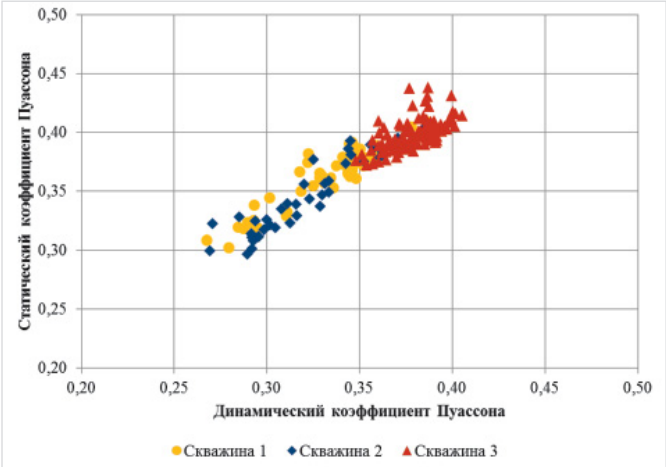


Рис. 5. Зависимость статического коэффициента Пуассона от динамического при различном насыщении
Fig. 5. Dependence of the static Poisson's ratio on the dynamic one at different saturation

- режим нагружения и скорость создания осевой нагрузки;
- модернизация стандартного оборудования для создания порового давления газом.

Результаты проведения лабораторных исследований

На рисунке 3 представлено сравнение данных ГИС, записанных в открытом стволе, таких как DTP и DTS — интервальное время пробега продольной и поперечной волн соответственно, RHO — плотность породы, с аналогичными данными, полученными на керне в лабораторных условиях. Из рисунка видно, что наилучшее совпадение значений, по данным ГИС и лабораторных исследований, достигается при насыщении образцов керосином (скважины № 2–5), что коррелирует с результатами работы [11], в то время как при естественном насыщении керна отмечаются заниженные значения плотности, скоростей пробега продольной и поперечной волн (скважина № 1). При этом данная тенденция отмечается как для низкопроницаемых отложений с проницаемостью 0,1–1 мД, так и для высокопроницаемых — 500–1 200 мД.

На рисунке 4 представлена зависимость статического модуля Юнга от динамического для образцов, отобранных из низкопроницаемых отложений со скважин № 1, 2 и 3. Из рисунка видно, что значения статического и динамического модуля Юнга для скважин № 2 и 3, образцы которых насыщены керосином, лежат в одном диапазоне и характеризуются единой корреляционной зависимостью. В случае проведения лабораторных исследований на образцах при естественном насыщении наблюдается снижение значений динамического модуля Юнга в 1,5–2,0 раза. При этом на графике статического коэффициента Пуассона от динамического (рис. 5) подобного расхождения не наблюдается, и данные описываются единой корреляционной зависимостью. На скважинах № 4 и 5 получены аналогичные результаты.

Анализ влияния типов насыщения в масштабах образцов

Результаты лабораторных исследований по определению степени влияния природы насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства горной породы при объемном сжатии в термобарических условиях представлены на рисунках 6–9. Показаны зависимости продольной и поперечной волн, динамического и статического модуля Юнга, динамического и статического коэффициента Пуассона в зависимости от насыщения низкопроницаемых образцов керна скважины № 2.

Из рисунка 6 видно, что образцы керна, насыщенные азотом, характеризуются наименьшими значениями динамического модуля Юнга (ниже на 5–10 % относительно естественно-насыщенных образцов). При этом в случае насыщения образцов керосином изменения динамического модуля Юнга относительно естественно-насыщенных образцов достигает 2 раз, что согласуется с результатами, представленными на рисунке 4. Для статического модуля Юнга наблюдается аналогичная картина, однако вариация параметров в зависимости от насыщения образца не превышает 20 %.

Аналогичные результаты получены для динамического коэффициента Пуассона: так, максимальное отклонение не превосходит 10 % при насыщении образцов керосином относительно естественно-насыщенных образцов керна (рис. 7). Для статического коэффициента Пуассона изменения составляют не более 5 % и в большей степени связаны с погрешностью определения данных параметров.

Изменения динамических характеристик в первую очередь связаны с изменением скорости пробега поперечной волны, что вызвано влиянием насыщающего агента (рис. 8).

На рисунке 9 показаны соотношения быстрой (Vp) и медленной (Vs) волны, динамического (E_dyn) и статического (E_sta) модуля Юнга, динамического (Pr_dyn) и статического

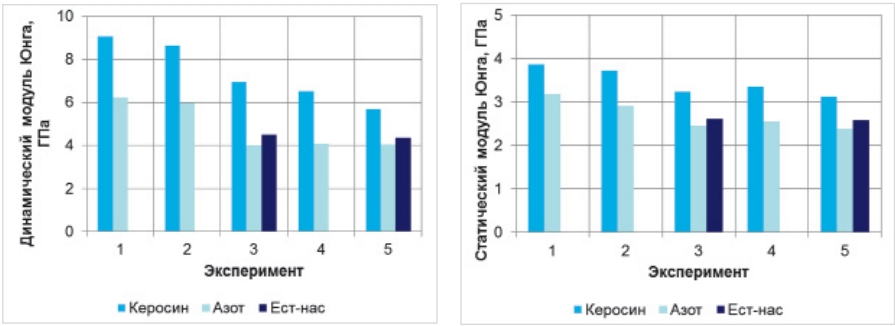


Рис. 6. Зависимость модуля Юнга от насыщения на скважине № 2
Fig. 6. Dependence of Young's modulus on saturation at well № 2

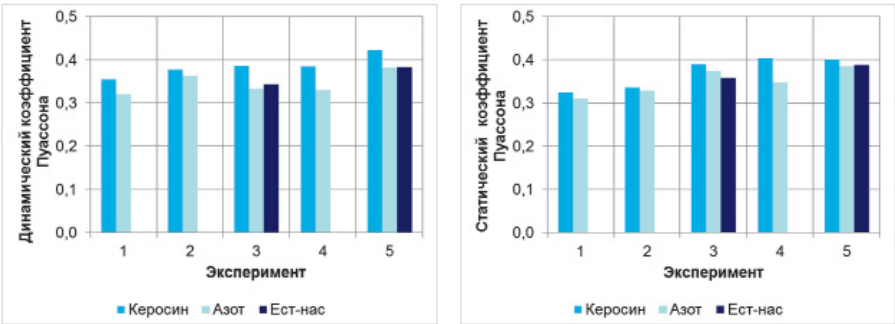


Рис. 7. Зависимость коэффициента Пуассона от насыщения на скважине № 2
Fig. 7. Dependence of the Poisson's ratio on saturation at well № 2

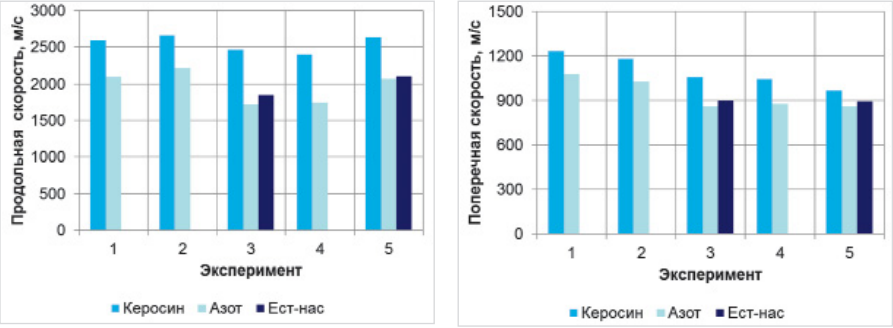


Рис. 8. Зависимость упругих волн от насыщения на скважине № 2
Fig. 8. Dependence of elastic waves on saturation at well № 2

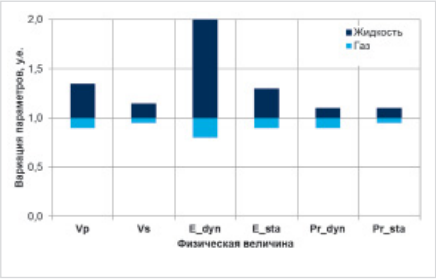


Рис. 9. Влияние насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства породы
Fig. 9. Influence of the saturating fluid on the elastic-strength properties of the rock

(Pr_sta) коэффициента Пуассона как для низкопроницаемых, так и для высокопроницаемых отложений для скважин № 2 и 3 относительно естественно-насыщенных образцов. Результаты тестирования керна показали, что изменение статического модуля Юнга в зависимости от природы насыщающего флюида составляет 10–30 %, а динамического — 150–200 %, динамический и статический коэффициенты Пуассона в меньшей степени зависят от природы насыщающего флюида и изменяются в пределах 5–10 %.

На рисунке 10 показано влияние природы насыщающего агента на модуль Юнга, коэффициент Пуассона и предел прочности при одноосном сжатии для высокопроницаемых образцов горной породы. В эксперименте используется 6 образцов керна, попарно разделенные по схожим свойствам литологии, ФЕС и ГИС на три группы. Из графиков видно, что при естественном насыщении модуль Юнга выше в среднем в два раза, чем при насыщении образца водой (рис. 10a). При этом коэффициент Пуассона в зависимости от насыщения изменяется в пределах 5–10 % (рис. 10b). Наибольшее влияние природа насыщающего агента оказывает на прочность породы пласта (рис. 10c). Так, при насыщении образцов водой прочностные характеристики снижаются в 2–4 раза в сравнении с естественным насыщением. В частности, для группы образцов № 2 абсолютное значение прочности уменьшается с 6,57 до 1,21 МПа.

Итоги

На основе предложенной методики проведения лабораторных исследований по определению упруго-прочностных свойств слабоконсолидированной горной породы показано, что для низко- и высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов изменение динамического модуля Юнга в зависимости от природы насыщающего агента составляет 1,5–2,0 раза, а для статического — 1,1–1,3 раза. При этом изменение коэффициента Пуассона в зависимости от насыщения составляет 1,05–1,1 раза. При насыщении образца водой предел прочности на одноосное сжатие снижается в 2–4 раза по сравнению с естественным насыщением образца, а модуль Юнга — в среднем в 2 раза.

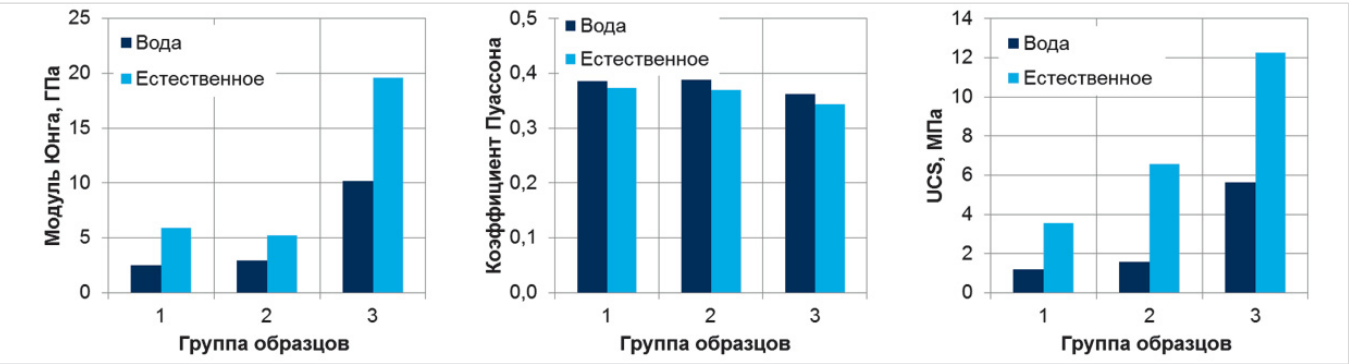
На основе выполненного анализа установлено, что в газонасыщенных коллекторах наилучшая корреляция данных ГИС и лабораторных исследований достигается при насыщении тестируемых образцов жидкостью, сходной с буровым раствором.

Выводы

Предложенные методы выбуривания и тестирования образцов керна существенным образом повышают качество выполненных лабораторных исследований, а полученные результаты лабораторных исследований расширяют и дополняют представление о влиянии насыщавшего агента на упруго-прочностные свойства горной породы. Работа важна и интересна как с практической, так и с теоретической точки зрения и отвечает на ряд важных вопросов, связанных не только с бурением скважин, но и подбором оптимальных режимов разработки месторождения с учетом изменения упруго-прочностных свойств вследствие продвижения фронта воды к добывающим скважинам от скважин ППД.

Литература

1. Карманский А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород. Диссертация. Санкт-Петербург; 2010. 275 с.
2. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гаврись А.С. Иванцов Н.Н., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52.
3. Павлов В.А., Павлюков Н.А., Красников А.А. и др. Оценка влияния насыщающего флюида на упруго-прочностные свойства композитных материалов. Москва. 2019. 24–26 октября, Российская нефтегазовая техническая конференция SPE.
4. Попов С.Н. Аномальные проявления механико-химических эффектов при разработке залежей нефти и газа. Диссертация. Москва; 2020. 364 с.
5. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
6. ГОСТ 21153.8. Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии.
7. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).
8. Костин Д.К., Кузнецов Е.Г., Вилесов А.П. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа // Научно-технический вестник



a) модуль Юнга
Youngs modulus

b) коэффициент Пуассона
Poissons ratio

c) предел прочности
Unconfined compressive strength

Рис. 10. Зависимость деформационно-прочностных свойств при одноосном сжатии на скважине № 2
Fig. 10. Dependence of strain-strength properties under uniaxial compression at well № 2

ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 3. С. 18–21.
9. ГОСТ 4753 Керосин осветительный. Технические условия.
10. Шубин А.А., Кудымов А.Ю., Яценко В.М. Методические аспекты изучения механических свойств пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2020. № 3. С. 43–46.
11. Доровских И.В., Подъячев А.А., Павлов В.А. Влияние изменения механических свойств горных пород при насыщении буровым раствором на напряженное состояние прискважинной зоны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 11. С. 31–38.

ENGLISH

Results

Based on the proposed method of conducting laboratory studies to determine the elastic-strength properties of weakly consolidated rock, it is shown that for low and highly permeable gas – saturated reservoirs, the change in the dynamic Youngs modulus, depending on the nature of the saturating agent, is 1,5–2,0 times, and for static – 1,1–1,3 times. In this case, the change in the Poisson's ratio, depending on the saturation, is 1,05–1,1 times. When the sample is saturated with water, the uniaxial compressive strength is reduced by 2–4 times compared to the natural saturation of the sample, and the Young's modulus, on average, by 2 times. Based on the performed analysis, it was found that in gas-saturated reservoirs, the best correlation of GIS data and laboratory studies is achieved when the test samples are saturated with a liquid similar to drilling mud.

Conclusions

The proposed methods of drilling and testing of core samples significantly improve the quality of the laboratory studies performed, and the obtained results of laboratory studies expand and supplement the idea of the influence of the saturating agent on the elastic-strength properties of the rock. This work is important and interesting from a practical and theoretical point of view, and answers on important questions related not only to drilling wells, but also to the selection of optimal modes of field development, taking into account changes in elastic-strength properties as a result of the water front movement to the producing wells from the injection wells.

References

1. Karmansky A.T. Experimental substantiation of the strength and destruction of saturated sedimentary rocks [dissertation]. Saint Petersburg; 2010, 275 p. (In Russ).
2. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S. Ivantsov N.N., Volgin E.R., Toropov K.V. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented. Oil and Gas Territory, 2019, issue 10, P. 46–52. (In Russ).
3. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Krasnikov A.A., etc. Evaluation of the saturating fluid effect on the composite materials elastic-strength properties. Moscow, 2019, 22–24 October, SPE Russian Petroleum Technology Conference. (In Russ).
4. Popov S.N. Anomalous manifestations of mechanical and chemical effects in the development of oil and gas deposits [dissertation]. Moscow, 2020, 364 p. (In Russ).
5. Pyatakhin M.V. Geomechanical problems in well operation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, 266 p. (In Russ).
6. GOST 21153.8 Rocks. Method for determination of triaxial compressive strength. (In Russ).
7. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide: Elsevier, 2015, 829 p.
8. Kostin D.K., Kuznetsov E.G., Vilesov A.P. Experience of TNNC LLC in core study using ct scanner. Bulletin of JSC "NK "Rosneft", 2014, issue 3, P. 18–22. (In Russ).
9. GOST 4753 Kerosene lighting. Technical conditions. (In Russ).
10. Shubin A.A., Kudymov A.Yu., Yatsenko V.M. Methodical aspects of studying mechanical properties of rocks of Bazhenov formation. Oil industry, 2020, issue 3, P. 43–46. (In Russ).
11. Dorovskikh I.V., Podyachev A.A., Pavlov V.A. Influence of mechanical characteristics change of rocks during mud saturation on the stressed state of near-wellbore area. Construction of oil and gas wells on land and sea. 2014, issue 11, P. 31–38. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кулешов Василий Сергеевич, к.ф.-м.н., специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kuleshovvs@gmail.com

Павлов Валерий Анатольевич, к.т.н., начальник отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кудымов Алексей Юрьевич, начальник отдела геомеханических исследований горных пород, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Якубовский Александр Сергеевич, специалист отдела геомеханических исследований горных пород, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Субботин Михаил Дмитриевич, специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Пташный Александр Вадимович, специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Абзгильдин Рустам Ринатович, начальник отдела исследования скважин, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Максимов Евгений Вениаминович, начальник отдела ресурсной базы, лицензирования и недропользования, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Kuleshov Vasily Sergeevich, ph. d., engineer of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: kuleshovvs@gmail.com

Pavlov Valery Anatolevich, ph. d., head of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Kudymov Alexey Yuryevich, head of geomechanical rock research department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Yakubovsky Alexander Sergeevich, engineer of geomechanical rock research department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Subbotin Mikhail Dmitrievich, engineer of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Ptashny Alexander Vadimovich, engineer of the Geomechanics Project Development Department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Abzgildin Rustam Rinatovich, head of well logging department, "Kharampurneftegaz" LLC, Gubkinskiy, Russia

Maksimov Evgeny Veniaminovich, head of resource base, licensing and mining department, "Kharampurneftegaz" LLC, Gubkinskiy, Russia

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Технологическая линия по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™

ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.

БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов одновременной работой 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями с Заказчика.
- 100 % контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.

РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18х30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.

БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодовёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут Вашими.
- Индивидуальный проект под Ваши площади.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

Лидеры консалтинговых проектов 2020 года

по версии компании НефтеГазКонсультант

Предприятия нефтегазовой промышленности выбирают эффективность

1

Лидером в рейтинге стал проект по комплексной диагностике компаний и отдельных подразделений (блок бурения и нефтесервиса, блок по строительству скважин, блок капитального строительства, блок HSE и т.д.). Особенностью этого проекта является быстрое и заблаговременное выявление отклонений и проблем в работе всех основных систем компаний нефтегазового сектора в текущей их деятельности для предотвращений негативных необратимых ситуаций.

Сбор таких данных
осуществляется за счет:

- систематизированной структуры управления процессами компании;
- вовлечения сотрудников всех уровней для создания общей ценности;
- наблюдений, расчетов, аналитики и выводов наших экспертов.

Эксперты отмечают, что любой бизнес сталкивается с проблемами и очень важно своевременно их распознать. Диагностика позволяет выявить массу проблем на ранних стадиях, что ведет к значительному сокращению потерь и убытков, позволяя сэкономить ресурсы и повысить эффективность деятельности.

2

Второе место занял проект по оптимизации процессов.

Некоторые результаты
от реализованных проектов:

- сокращение времени и стоимости подземного ремонта скважин — экономия 600 млн рублей;
- сокращение времени принятия объемов от подрядных организаций с 24 суток до 8 суток;
- своевременное оформление программы бурения, сокращение затрат по обустройству на 1,5 млн рублей;
- эффект проекта по шламовым амбарам сэкономил более 120 млн рублей.

3

Тройку лидеров замыкает проект по «Техническому пределу», который остается очень популярным в нефтегазовой отрасли, особенно в периметре ПАО «Газпром нефть», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Нужно отметить, что это масштабный проект протяженностью от 1 до 3-х лет, основанный на изменении культуры компании, направленной на постоянное совершенствование и Лидерство с одной стороны и на операционное превосходство — сокращение потерь и повышение производительности, с другой стороны. Экономический эффект от реализации такого проекта может составлять более миллиарда рублей.

4

Четвертое место принадлежит комплексному проекту по оптимизации полного срока строительства скважин. Это самый сложный из всех реализуемых проектов, потому что его участниками становятся сотрудники всех подразделений компании.

5

В список лидеров
также попали:

- бережливое производство;
- операционное совершенствование;
- коучинг высшего руководства и повышение личной эффективности сотрудников;
- практики регулярного менеджмента;
- повышение эффективности культуры осознанной безопасности (HSE);
- переход на раздельный сервис.

«Выявить проблемы еще до появления первых симптомов — значит подарить Компании шанс на процветание и конкурентное преимущество!»

Генеральный директор Р.Р Артемов

Что мы делаем для этого?

Совместно с Заказчиком определяются «ключевые сотрудники» из персонала компании и с помощью чек-листов, анкет проводятся опросы и собирается вся необходимая информация. После этого — детальный анализ, расчеты, выводы и гипотезы. Все это оформляется в виде отчета, который уже обсуждается с Заказчиком и после его согласования создается финальная версия отчета с дорожными картами, планами внедрения по каждому направлению и рекомендациями.

В итоге Заказчик получает: тепловую карту текущего состояния деятельности компании, выводы, рекомендации, дорожные карты и программы внедрения с консультациями наших экспертов.

В 2020 году на одном из проектов нами был проведен успешный опыт диагностики в полностью дистанционном формате, что принесло Заказчикам экономию времени и уменьшило стоимость проектов. А в 2021 году мы масштабировали этот опыт и полностью перешли на удаленное ведение проектов без какой-либо потери качества.

Над всеми проектами работают наши международные эксперты по повышению эффективности, имеющие самые высокие степени допуска, научными степенями и MBA.

Напишите нам и наши эксперты организуют встречу в Zoom на которой мы поделимся особенностями разработки и реализации проектов.

НГК

info@ngcons.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-19-22 УДК 622.276.1/.4 (571.121) | Научная статья

Участок опытно-промышленных работ как залог успеха эффективного освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Ткаченко Е.И., Широков А.С., Грандов Д.В., Еремин С.А., Тайлаков П.И.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Обоснование проектных решений для крупных и уникальных месторождений зачастую осложнено тем, что эффективная выработка запасов различных частей протяженных залежей (ВНЗ/ГНВЗ, монолитный/расчлененный коллектор) достигается только при использовании дифференцированных подходов (схема размещения/тип заканчивания скважин, наличие/отсутствие дополнительного воздействия на призабойную зону пласта).

На начальной стадии разработки ограниченный объем достоверной промысловой информации вносит значительную неопределенность в результаты прогноза даже при краткосрочном планировании. Таким образом, в период, предшествующий полномасштабной разработке крупных месторождений, особенно на залежах, содержащих трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), целесообразна организация участков опытно-промышленной разработки (ОПР) для фактического подтверждения теоретических изысканий.

Предметом настоящей публикации служит пласт ПК1-7 Русского нефтегазоконденсатного месторождения, на котором в период с 2007 по 2014 г. был проведен большой объем опытных работ для подготовки к вводу в промышленную разработку [1].

Материалы и методы

На основе фактической промысловой информации и данных гидродинамического моделирования выполнен сравнительный анализ результатов эсплуатации скважин, по итогам которого сформированы основные проектные решения в области разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.

Ключевые слова

опытно-промышленная разработка, трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, сеноман, горизонтальные скважины, многозабойные скважины

Для цитирования

Ткаченко Е.И., Широков А.С., Грандов Д.В., Еремин С.А., Тайлаков П.И. Участок опытно-промышленных работ как залог успеха эффективного освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 19–22.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-19-22

Поступила в редакцию: 15.09.2020

UDC 622.276.1/.4 (571.121) | Original Paper

Pilot area as a key to successful development of hard-to-recover reserves

Tkachenko E.I., Shirokov A.S., Grandov D.V., Eremin S.A., Taylakov P.I.
“Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia
eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The design solutions for large and unique fields are often hard to justify due to fact that the reserves development becomes efficient in various parts of continuous reservoirs (pure oil-zones/gas-oil-water zones, monolithic/compartmentalized reservoir) only when using differentiated approaches (well pattern/type of well completion, presence or absence of bottomhole zone stimulation).

At the initial stage of development, the limited amount of reliable field information introduces significant uncertainty in the estimates, even in short-term planning. Thus, in the period preceding the full-scale development of large fields, especially those containing hard-to-recover reserves, pilot areas should be selected to test and confirm the theoretical research.

This study describes the results of extended pilot operations carried out in PK1-7 reservoir of the Russkoye oil and gas condensate field in the period from 2007 to 2014 to prepare it for commercial development.

Material and methods

Based on the actual field information and flow simulation data, a comparative analysis of well operation results was made which was used to form the main design solutions on developing a field with hard-to-recover reserves.

Keywords

pilot development, hard-to-recover reserves, high-viscosity oil, cenomanian, horizontal wells, multilateral wells

For citation

Tkachenko E.I., Shirokov A.S., Grandov D.V., Eremin S.A., Taylakov P.I. Pilot area as a key to successful development of hard-to-recover reserves. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 19–22. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-19-22

Received: 15.09.2020

Вклад результатов опытно-промышленной разработки (ОПР) в формирование концепции разработки базового объекта Русского месторождения.

Терригенные отложения покурской свиты (пласт ПК1-7) представлены слабоконсолидированным коллектором (возможны геомеханические эффекты при воздействии на призабойную зону), характеризуются значительной вертикальной (расчлененность › 50) и латеральной неоднородностью. Залежь осложнена наличием газовой шапки — около 70 % запасов сосредоточено в газонефтеводяной зоне (ГНВЗ) — и подстилающей воды. По комплексу обозначенных факторов геологическое строение пласта является сложным, а запасы нефти относятся к категории трудноизвлекаемых (вязкость — 207 сПз).

Русское месторождение открыто в 1968 г. Первые опытные участки были организованы на рубеже 70–80-х годов прошлого века (рис. 1):

- закачка горячей воды в вертикальные разведочные скважины;
- опробование технологии внутрипластового горения (ВПГ).

В процессе закачки горячей воды отмечалась кратковременная работа скважин с высоким коэффициентом выноса частиц (КВЧ). Ввиду низкой приемистости происходило охлаждение нагнетаемого агента до пластовой температуры. Как следствие — прорыв воды уже через два месяца эксплуатации. При реализации ВПГ прорыв продуктов горения отмечался еще быстрее — через 7 суток, при этом по результатам промыслово-геофизического исследования скважин (ПГИС) охват пласта процессом горения не превысил 0,1 д. ед. [2], что характеризовало технологию как малоперспективную.

Следующий этап опытно-промышленной разработки Русского месторождения начался в 2007 г. после более чем двадцатилетнего перерыва (рис. 2).

В характерных геологических зонах (по 2 участка в ГНВЗ и ВНЗ (водонефтяная зона) с разными длинами скважин 500–1 000 м и расстоянием между ними 90–200 м) реализованы четыре пилотных участка — 16 горизонтальных (ГС) и пять наклонно направленных (ННС) скважин [3].

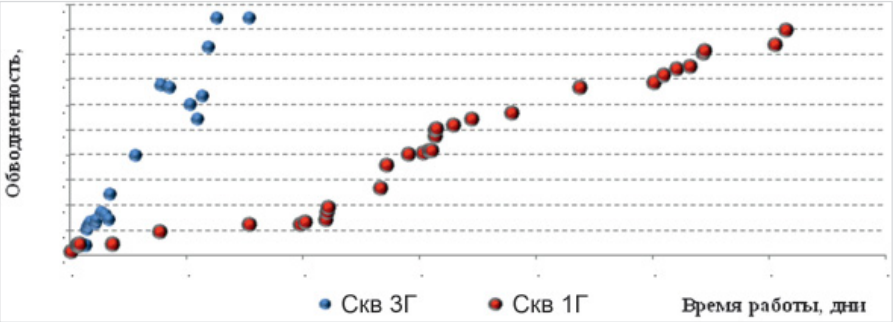


Рис. 3. Сопоставление динамики обводнения с момента начала закачки холодной и горячей воды
Fig. 3. Comparison of water cut profiles since the start of cold and hot water injection

Пилот № 1

На участке отмечается подтверждение эффективности термического заводнения — отсутствие «кинжальных» прорывов на паре скважин 1Г–2Г, в сравнении с закачкой холодной воды — прорыв воды на четвертый месяц после перевода скважины под закачку на паре скважин 3Г–4Г (рис. 3).

Пилот № 2–3

Определены оптимальные забойные давления для добывающих (55 атм) и нагнетательных (110 атм) скважин. В начальный период отсутствие контроля режимов эксплуатации приводило к высоким значениям КВЧ (более 1 000 мг/л) и снижению коэффициента продуктивности (с 3 до 0,4 м^3/сут/атм). С 2013 г. осуществляется плавный вывод скважин на целевые забойные давления по 0,5–1 атм/сут и соблюдаются ограничения по величине забойного давления.

Кроме этого, выполнено ранжирование систем заканчивания по эффективности удерживающей способности (система с гравийной набивкой, щелевые, сетчатые, проволочные, премиум-фильтры). Следует отметить, что при условии соблюдения целевых режимов эксплуатации по всем типам фильтров отмечаются приемлемые величины КВЧ (около 100 мг/л). В настоящее время для массового внедрения запланированы оптимальные по цене щелевые фильтры 500 и 300 микрон для нагнетательных и добывающих скважин.

Пилот № 4

Выполнена оценка эффективности вытеснения горизонтальными нагнетательными скважинами в сравнении с наклонно-направленными. В границах замкнутого элемента ННС не обеспечивают компенсацию отборов по причине низких значений коэффициентов приемистости 0,5–2 м^3/сут/атм против 8,2 м^3/сут/атм.

На результатах, проведенных ОПР, базируются основные проектные решения действующего проектно-технологического документа на разработку месторождения:

- однорядная система размещения горизонтальных скважин со смещением;
- длина скважин ГНВЗ/ВНЗ — 500/1 000 м;
- расстояние в ряду ГНВЗ/ВНЗ — 200/100 м;
- целевой интервал бурения в подгазовой зоне с минимальными отступами от ГНК и ВНК — 15 и 10 м, соответственно.
- агент вытеснения — горячая вода с температурой 80 °С.

Проект «Русское» сегодня

Процесс последовательного снятия рисков, оформленный в виде детально спланированной и реализованной в полном объеме программы опытно-промышленной работ, можно проследить по текущему состоянию разработки [4]. Эксплуатационное бурение на Русском месторождении осуществляется опережающими темпами: к настоящему моменту пробурено › 300 скважин, из них в действующем фонде пребывают порядка 140

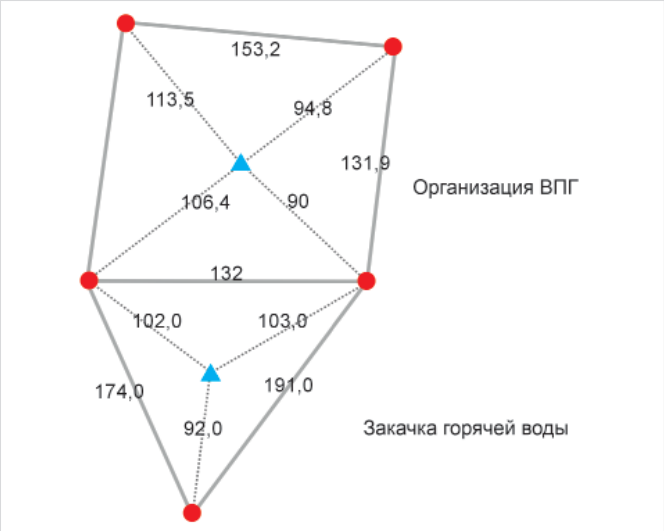


Рис. 1. Схема расположения участков ОПР в 1978–83 гг.
Fig. 1. Layout diagram of 1978–83 pilot areas

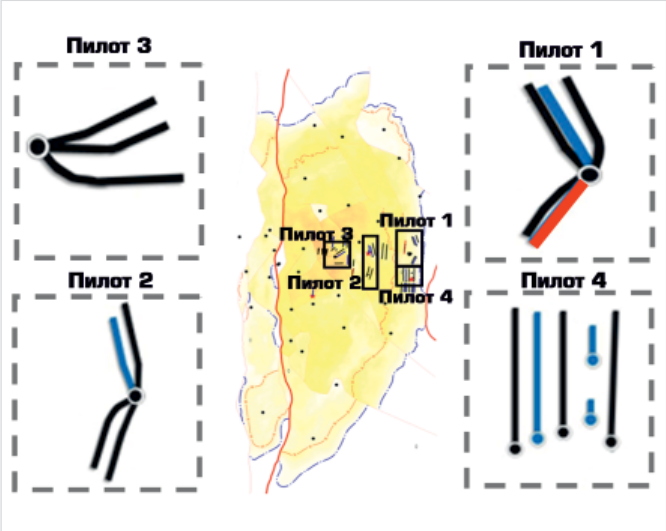


Рис. 2. Схема расположения участков ОПР 2007–2014 гг.
Fig. 2. Layout diagram of 2007–2014 pilot areas

добывающих и 10 нагнетательных скважин (количество действующих скважин определяется текущими возможностями подготовки и транспортировки продукции). Суточная добыча безводной нефти › 5 000 т, газовый фактор — на уровне начального газосодержания (40 м³/т), КВЧ — 60 мг/л. Эксплуатация скважин осуществляется с учетом инфраструктурных ограничений на забойных давлениях выше целевого на 10–15 атм. С начала разработки отобрано 3 млн т нефти (рис. 4).

Полномасштабное внедрение технологии закачки горячей воды запланировано на первый квартал 2022 г., после ввода в эксплуатацию первого пускового комплекса кустовой насосной станции (КНС). В настоящее время очаги заводнения формируются в тех частях, где это технологически необходимо.

Если проводить сравнение с месторождениями-аналогами, то для случая Русского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) следует отметить более благоприятную динамику развития проекта. В частности, на Восточно-Мессояхском месторождении устойчивый рост обводненности начинался уже в первый год эксплуатации скважин, на Ван-Еганском месторождении эффективными показали себя только скважины с гравийной набивкой, которые существенно дороже стандартных систем заканчивания (щелевые, проволочные фильтры), на Северо-Комсомольском месторождении имеют место прорывы газа из газовой шапки [5].

Реализуемые и планируемые участки ОПР

Несмотря на тот факт, что развитие проекта осуществляется в полном соответствии с действующей документацией, работы по оптимизации технико-экономической эффективности проектных решений Русского месторождения продолжаются и в настоящее время [6].

Многозабойные скважины (МЗС)

В 2018–2020 гг. в эксплуатацию были введены 27 МЗС, в том числе двуствольных — 24, по типу “fishbone” — 3. По факту запуска МЗС отмечается прирост стартового коэффициента продуктивности на 38 % относительно ГС (табл. 1). В первый год эксплуатации темпы падения дебита нефти (отношение текущего дебита к начальному) по МЗС близки к темпам падения по ГС и составляют — 0,54. Эффективность эксплуатации достигается за счет более высоких стартовых дебитов нефти.

Табл. 1. Сравнение параметров работы МЗС и ГС
Tab. 1. Comparison of operation parameters of multilateral and horizontal wells

Тип заканчивания	Кол-во	Запускной дебит нефти, т/сут	Отработано дней	Рзаб, атм	Кпрод, т/сут/атм	Расчетный потенциальный дебит (Рзаб=55 атм), т/сут	Удельная накопленная добыча, тыс. т/скв.
ГС	102*	57,5	164	67,1	5,3	135,0	7,4
МЗС + FB	27	84,7	152	67,9	7,4	187,2	10,6

* — в сравнении использованы только ГС и МЗС в пределах одинаковых кустовых площадок

Табл. 2. Сравнение параметров работы скважин участков ОПР в 2018–2020 гг.
Tab. 2. Comparison of well operation parameters in the pilot areas 2018–2020

Параметры	Ед. изм.	ОПР 1(10–17 мес. эксплуатации)		ОПР 2(7–11 мес. эксплуатации)	
		L = 500 м	L = 1000 м	L = 500 м	L = 1000 м
Стартовый дебит нефти	т/сут	53,1	111,8	52,6	111,9
Удельная добыча нефти	тыс. т/скв.	26,5	41,7	10,8	18,6
Темп падения дебита за первый год	д. ед.	0,49	0,78	0,73	0,60
Газовый фактор	м³/т	на уровне нач. газосодержания ~ 25		~ 25	~ 30*
Обводненность	%	1–9	1–3	рост до 8	1–2

* — в двух скважинах зафиксирован рост ГФ (более 100 м³/т) с последующим снижением до 30–65 м³/т

По итогам опытно-промышленной эксплуатации МЗС в 2020 г. принято решение о тиражировании данной технологии в среднесрочном горизонте планирования в количестве более 140 единиц.

«Длинные» скважины в ГНВЗ

В соответствии с действующими проектными решениями успешно реализуется строительство «длинных» (L=1 000–1 200 м) горизонтальных скважин для апробации на участках опытно-промышленных работ (табл. 2). Целью ОПР является сопоставление эффективности работы в одинаковых геологических условиях (зона ГНВЗ) скважин проектной длины (L = 500 м) и «длинных» скважин.

По факту запуска отмечается двукратное превосходство стартовых дебитов «длинных» скважин, динамика газового фактора и обводненность за непродолжительный период эксплуатации сопоставимы. В настоящее время продолжается опытно-промышленная эксплуатация, основной задачей которой является оценка реакции «длинных» скважин на закачку, а также рисков

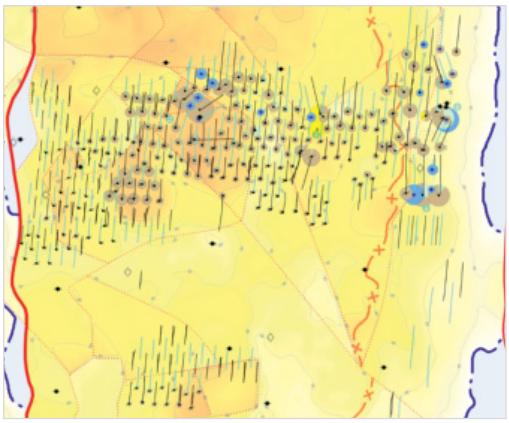


Рис. 4. Карта накопленных отборов по состоянию на 01.08.2020 г.
Fig. 4. Bubble map as of 01.08.2020

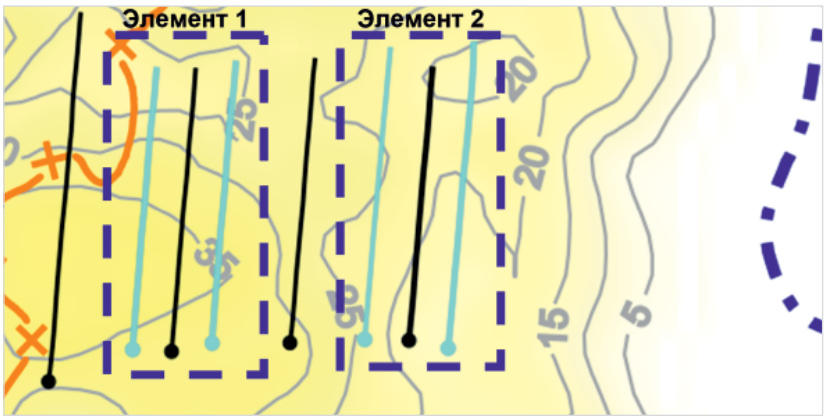


Рис. 5. Участок ОПР по полимерному заводнению
Fig. 5. Polymer flooding pilot area

конусообразования газа и прорывов подстилающей воды. Решение о тиражировании данной технологии будет принято после получения и анализа дополнительной промысловой информации.

Полимерное заводнение

Перспективные направления опытно-промышленных работ на Русском месторождении связаны с опробованием технологии вытеснения нефти раствором полимера. Планируется формирование двух участков с разными темпами закачки полимера (рис. 5).

В пределах элемента 1 планируется закачка полимерного раствора с начала организации закачки с постепенным увеличением концентрации до целевого значения — 0,07 %. Во втором элементе на первом этапе планируется закачка воды (до развития в добывающей скважине обводненности 30–50 %) с переходом на закачку полимера.

В настоящее время бурение на участке ОПР завершено, проводка всех скважин выполнена в пласт ПК1-1, обладающий высокой связностью, средняя эффективность проходки — 85 %. Начало работ (добыча, гидропрослушивание) — октябрь 2020 г., закачка воды и полимера — апрель 2021 г.

Итоги

Выполненные и реализуемые ОПР на Русском месторождении служат основой при составлении проектно-технологических документов и являются одним из главных критериев для тиражирования испытываемых технологий.

Текущее состояние разработки месторождения подтверждает, что для эффективной выработки трудноизвлекаемых запасов нефти необходимо проведение опытно-промышленных работ различной направленности.

Выводы

Организация участков ОПР как до, так и после ввода в полномасштабную разработку позволяет получать максимальный объем достоверной информации для принятия обоснованных решений на ключевых стадиях развития проекта.

Литература

1. Корабельников А.И., Иванцов Н.Н., Гринченко А.А., Волков В.В., Сельский А.А. Современные подходы к решению задач разработки Русского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2008. № 12. С. 46–49.
2. Туленков С.В., Мачехин Д.С., Вологодский К.В., Гайдуков Л.А., Родионов А.Е., Северинов Э.В. Особенности планирования, проведения и интерпретации результатов пилотных работ на Русском месторождении высоковязкой нефти (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 70–73.
3. Поспелова Т.А. Русанов А.С., Еремин С.А., Туленков С.В., Разяпов А. Основные принципы разработки Русского месторождения. Тюмень: ТННЦ. Сборник научных трудов, 2016. № 2. С. 174–175.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Русского нефтегазоконденсатного месторождения. Тюмень: ТННЦ, 2020.
5. Эдельман И.Я., Иванцов Н.Н., Шандрыгин А.Н., Макаров Е.М., Закиров И.С. Подходы к разработке месторождений высоковязкой нефти в арктических условиях на примере Русского месторождения // SPE 149917. 2011.
6. Васильев В.В., Иванцов Н.Н., Лапин К.Г., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4. С. 46–52.

ENGLISH

Results

The completed and ongoing pilot projects at the Russkoye field serve as the basis for drawing up process design package and are one of the main criteria for replicating tested technologies.

The current state of the field development confirms that the efficient development of hard-to-recover oil reserves requires variously-focused pilot operations.

Conclusions

Pilot projects organized both before and after the start of full-scale development allows obtaining the maximum amount of reliable information for making informed decisions at key stages of project development.

References

1. Korabelnikov A.I., Ivantsov N.N., Grinchenko A.A., Volkov V.V., Selskiy A.A. Modern approaches to solving the problems of development of the Russkoye field. Oil industry, 2008, issue 12, P. 46–49. (In Russ).
2. Tulenkov S.V., Machekhin D.S., Vologodsky K.V., Gaidukov L.A., Rodionov A.E., Severinov E.V. Planning, execution, and interpretation of results of pilot operations on Russkoye heavy oil field (Part 1). Oil industry, issue 10, P. 70–73. (In Russ).
3. Pospelova T.A., Rusanov A.S., Eremin S.A., Tulenkov S.V., Razyapov A. Basic principles of Russkoye field development. Tyumen. TNNC. Collection of scientific papers, 2016, issue 2, P. 174–175. (In Russ).
4. Supplement to pre-FDP of the Russkoye oil and gas condensate field. Tyumen: TNNC, 2020. (In Russ).
5. Edelman I.Y., Ivantsov N.N., Shandrygin A.N., Makarov E.M., Zakirov I.S. Approaches to the development of high-viscosity oil fields in arctic conditions on the example of the Russkoye field. SPE 149917, 2011.
6. Vasilyev V.V., Ivantsov N.N., Lapin K.G., Volgin E.R., Toropov K.V. Search for new solutions to optimize the development of the Russkoye field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2018, issue 4, P. 46–52.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ткаченко Евгений Иванович, к.т.н., начальник отдела сопровождения разработки Русского месторождения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

Широков Андрей Сергеевич, руководитель проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Еремин Сергей Александрович, начальник управления по ГРМ новых активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Тайлаков Павел Игоревич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Tkachenko Evgeny Ivanovich, ph.d., head of the department for support of development of the Russkoye field, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

Shirokov Andrey Sergeevich, project manager, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Eremin Sergey Alexandrovich, head of department for GFD of new assets, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Grandov Dmitry Vyacheslavovich, general manager, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Taylakov Pavel Igorevich, ghief specialist, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Юнитроникс: Высоконадежные контроллеры для нефтегазовой промышленности

Надежная инженерия • Безотказность в работе • Продукция отмеченная наградами • Израильские инновации • 30 лет передового опыта в области автоматизации • Доказанный опыт в нефтегазовой отрасли • Проверенные в полевых условиях продукты

Контроллеры UniStream:
мощные, многофункциональные, расширяемые

- UniStream все в одном ПЛК + HMI: ПЛК, цветные панели HMI от 5 до 15,6 дюймов и устройства ввода / вывода - все в одном устройстве, занимающем минимальную площадь

- ПЛК UniStream: мощный автономный ЦП с виртуальным HMI! Доступ и управление оборудованием с мобильного телефона, ПК или удаленного устройства отображения

Частотные преобразователи:
одно- и трехфазные, интегрируемые с UniStream

Удалённый ввод-вывод:
тонкие модули вводов-выводов; цифровые, аналоговые, и температуры.

Программное обеспечение UniLogic все в одном: сокращение времени программирования на 50%

UNILOGIC® Studio

- Сохраните в библиотеке и используйте повторно - лестничная диаграмма Ladder и функции языка С, формулы, рецепты, HMI и веб-страницы.
- Единая конфигурация и настройка, включая частотники, ввод в эксплуатацию всего оборудования,.
- HMI и Веб: возможность создания детальных интерактивных экранов, многоязыковая поддержка от русского до китайского.
- Удаленный доступ и уведомления: получайте многоуровневые сигналы тревоги, отправляйте уведомления по SMS или электронной почте - получайте доступ к вашему оборудования через VNC / Интернет и устраняйте неполадки!
- Связь: Plug & Play Fieldbus, Webserver, OPC-UA, SMS и электронная почта, модем GPRS, SNMP, FTP, SQL, REST, VNC и MQTT.
- Все программное обеспечение от Юнитроникс, утилиты , обновления и техническая поддержка предоставляются бесплатно.

Официальный дистрибьютор Юнитроникс в России

CIS AUTOMATION АВТОМАТИЗАЦИЯ

(495) 748-78-13
sales@cis-automation.ru
www.cis-automation.ru

Официальное представительство Юнитроникс в России

UNITRONICS®

8 (800) 222-09-70
russia@unitronics.com
www.unitronics.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-24-29 УДК 622.276.342:622.411.34:661.224 I Научная статья

Влияние минералогического состава пород и изотопного состава пластовых вод на повышенное содержание сероводорода в продукции добывающих скважин на примере обособленных рифовых залежей углеводородов восточной части Рубежинского прогиба

Шипаева М.С.[1], **Морозов В.П.**[1], **Сергеева Е.В.**[2], **Кириллов А.С.**[2], **Соболев В.И.**[3], **Середа И.А.**[4]
[1]ФГАОУ ВО К(П)ФУ, Казань, Россия, [2]ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, [3]АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия,
[4]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
sergeevaev@samnipi.rosneft.ru

Аннотация
На основе анализа геолого-промысловых данных, кернового материала, исследований пластовых флюидов, а также изотопного состава пластовых вод выявлены причины повышенного содержания сернистых соединений в продукции скважин рифовых залежей франского яруса. Показано, что причиной различного содержания сероводорода в пластовых флюидах являются вторичные изменения карбонатных отложений, связанные с их доломитизацией и сульфатизацией.

Материалы и методы
Комплексный подход на основе петрографических исследований вмещающих пород и геохимических исследований пластовых флюидов (нефть, газ, вода).

Ключевые слова
сероводород, нефть, залежи, карбонатный коллектор, вторичные изменения

Для цитирования
Шипаева М.С., Морозов В.П., Сергеева Е.В., Кириллов А.С., Соболев В.И., Середа И.А. Влияние минералогического состава пород и изотопного состава пластовых вод на повышенное содержание сероводорода в продукции добывающих скважин на примере обособленных рифовых залежей углеводородов восточной части Рубежинского прогиба // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 24–29.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-24-29

Поступила в редакцию: 25.02.2021

UDC 622.276.342:622.411.34:661.224 I Original Paper

Influence of mineral composition of rocks and isotopic composition of formation water on the high content of hydrogen sulfide in the production on the example of oil deposit in isolated reef bioherm in the eastern part of the Rubezhinsky trough

Shipaeva M.S.[1], **Morozov V.P.**[1], **Sergeeva E.V.**[2], **Kirillov A.S.**[2], **Sobolev V.I.**[3], **Sereda I.A.**[4]
[1]Kazan Federal University, Kazan, Russia, [2]"SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia, [3]"Orenburgneft" JSC, Buzuluk, Russia,
[4]"Rosneft Oil Company" PJSC, Moscow, Russia
sergeevaev@samnipi.rosneft.ru

Abstract
The reasons for the high content of sulfur compounds in the oil production of reef deposits of the Frasnian stage were identified basing on complex analysis of geological and production data, core study, formation fluid studies, and isotopic composition of formation water. Secondary alterations: dolomitization and sulphatization in carbonate rocks are the reason of different content of hydrogen sulfide in reservoir fluids.

Materials and methods
An integrated approach based on petrographic studies of rocks and geochemical studies of formation fluids (oil, gas, water).

Keywords
hydrogen sulfide, oil, deposits, carbonate reservoir, secondary changes

For citation
Shipaeva M.S., Morozov V.P., Sergeeva E.V., Kirillov A.S., Sobolev V.I., Sereda I.A. Influence of mineral composition of rocks and isotopic composition of formation water on the high content of hydrogen sulfide in the production on the example of oil deposit in isolated reef bioherm in the eastern part of the Rubezhinsky trough. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 24–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-24-29

Received: 25.02.2021

Рубежинский прогиб представляет собой южную наиболее погруженную часть Бузулукской впадины Волго-Уральской антеклизы. В отложениях терригенного комплекса девона прогиб с севера ограничен Камелик-Чаганской системой дислокаций, с юга — Карповско-Тёпловским и Чинарёвско-Кошинским валами, формирующими девонский тектонический борт Прикаспийской впадины [1].

Изучена Восточная часть Рубежинского прогиба, характеризующаяся наличием крупной зоны обособленных залежей в виде рифовых построек, приуроченных к отложениям франского яруса (рис. 1). Началу средне-верхнефранского этапа осадконакопления предшествовала существенная структурно-тектоническая перестройка территории, сопровождаемая обширной трансгрессией моря, которая в свою очередь предопределила основные черты палеогеографической ситуации для последующих временных интервалов. Тектоническая активизация привела к резкой дифференциации условий осадконакопления. Это, очевидно, послужило благоприятным фактором для развития внутришельфовых органогенных построек и одиночных бассейновых рифов.

Рассматриваемые рифовые постройки сложены органогенными известняками и перекрыты морскими карбонатно-терригенно-глинистыми породами, играющими роль покрышек [2]. Они служат залежами нефти франского яруса, которые характеризуются сложным строением карбонатных пород-коллекторов, что обусловлено неоднородностью пластов в силу их фациальной изменчивости, интенсивным развитием постседиментационных процессов, а также трещиноватостью [3]. Помимо сказанного, осложняющим фактором при добыче, переработке и транспортировке добываемой продукции некоторых из рассматриваемых месторождений является наличие сероводорода в пластовых флюидах. Повышенное содержание сероводорода на месторождениях Оренбуржья отличает их, например, от месторождений Западной Сибири, где содержание этого компонента много меньше.

В рамках работы внимание уделялось пласту D_3f_2, нередко характеризующемуся повышенным содержанием сероводорода. Его распределение по месторождениям весьма изменчиво и колеблется в широком диапазоне. Наличие сероводорода в нефти и газе приводит к большим трудностям при добыче, транспорте и переработке углеводородного сырья. Это связано с высокой токсичностью сероводорода и коррозионной агрессивностью, которая способствует созданию аварийных ситуаций, приводит к потерям продукции, загрязнению окружающей среды, резкому сокращению сроков службы оборудования и коммуникаций, повышению эксплуатационных расходов и затрат. Помимо разрушений металла сероводород ухудшает и качество добываемой продукции. Для удаления сероводорода широко применяются технологии, базирующиеся на использовании химических и физических методов. Выбор наиболее эффективной технологии базируется, в том числе, и на установлении причин появления сероводорода в скважинной продукции.

Мировой и отечественный опыт показывает, что наличие сероводорода в залежах возможно ввиду следующих причин [4, 5]:

1. Высокое содержание реликтового сероводорода:
   - чаще встречающееся в карбонатных пластовых отложениях и в рифовых массивах;
   - обусловленное миграцией с материнских пород (доманиковые отложения);
   - обусловленное привносом флюидов в залежи с повышенным содержанием сероводорода в инфильтрационную стадию развития осадочного бассейна, и как следствие переотложение пород и вторичные изменения.
2. Бактериальная редукция сульфатов в результате деятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) (поступление СВБ в продуктивный пласт в результате закачки пресных и сточных вод).
3. Разложение нефтесодержащих сераорганических соединений нефти при термическом воздействии на пласт.
4. Поступление сероводорода из близлежащих сероводородсодержащих пластов по зонам повышенной трещиноватости или затрубному пространству скважин.

В изучаемом регионе Урало-Поволжья были проведены экспериментальные исследования, основанные на анализе компонентного состава газа и прямом определении наличия СВБ в закачиваемых и добываемых водах, что позволило определить основную причину появления сероводорода в продукции скважин, установить источники заражения залежи СВБ, а также локализовать участки с повышенным содержанием биогенного сероводорода [6].

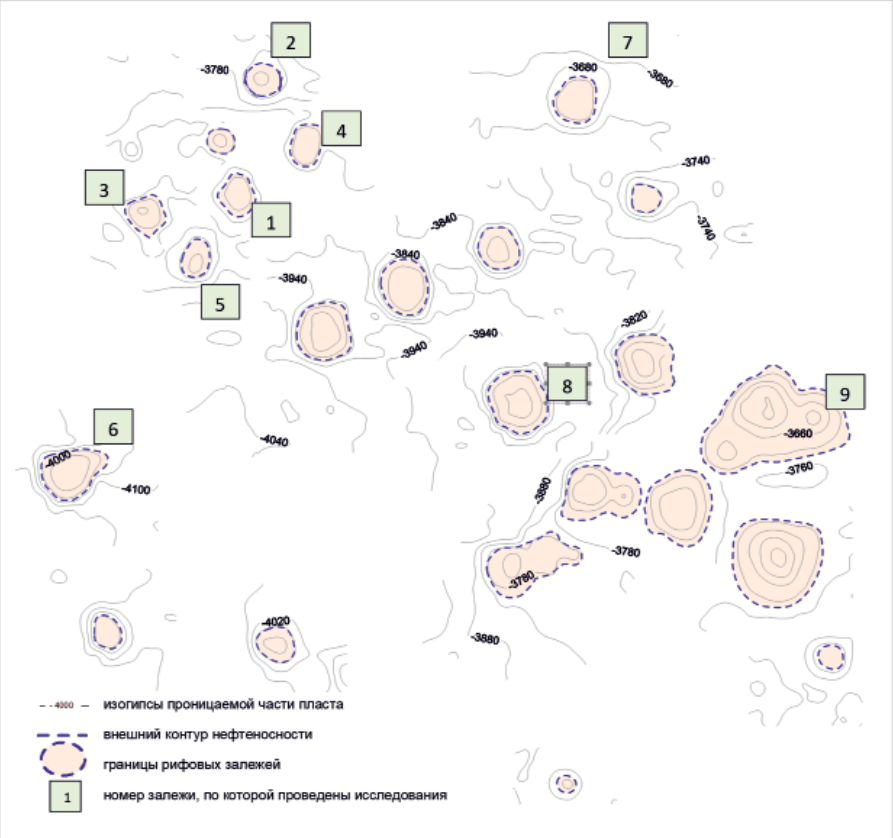


Рис. 1. Обзорная карта по кровле проницаемой части пласта верхнего девона среднефранского яруса (D_3f_2)
Fig. 1. Overview map on the top of the permeable part of the Upper Devonian – Middle Frasnian stage (D_3f_2)

Поскольку на дату исследований по рассматриваемым в данной работе залежам закачка воды не осуществлялась, наличие сульфатвосстанавливающих бактерий в пластовых водах не регистрировалось, тепловые методы воздействия на пласт не проводились, заколонные перетоки не выявлены, наиболее вероятной причиной регистрации сероводорода в продукции ряда скважин является высокое природное содержание сероводорода.

Для выяснения причин различного содержания сероводорода проведены исследования образцов кернового материала. Изученные образцы керна представляли две группы. Первая группа — это образцы керна скважин, по которым отмечались повышенные содержания сероводорода. Вторая — это образцы керна скважин, по которым зафиксированы низкие значения содержания сероводорода либо его отсутствие. Такой подбор образцов, по предположениям авторов, мог помочь выявить причины различного содержания сероводорода в добываемом продукте.

Полученные результаты лабораторных работ анализировались в комплексе с геолого-промысловой информацией, что позволило выявить зависимости, обуславливающие различное содержание сероводорода в добываемой продукции.

В качестве основных данных использовались результаты определения содержания сероводорода в добываемом продукте ряда месторождений, указанных номерами на обзорной карте (рис. 1), а также их размеры и положение по разрезу (рис. 2). Результаты определения сероводорода показывают довольно большую изменчивость его

содержания (табл. 1) не столько по скважинам, сколько по их приуроченности к поднятиям той или иной амплитуды.

Показанные на рисунке 2 данные указывают, что максимальное содержание сероводорода наблюдается в продукции скважин, расположенных в пределах относительно малоамплитудных поднятий. Тогда как в пределах высокоамплитудных поднятий в скважинах наблюдаются минимальные значения содержания сероводорода.

Графически результаты представлены на рисунке 3, из которого видно, что с увеличением амплитуды поднятий содержание сероводорода в нефтяном газе существенно снижается. Следовательно, в пластовых флюидах, относящихся к более высокоамплитудным поднятиям, сероводород не обнаруживается либо его содержание весьма мало́, тогда как по ряду малоамплитудных поднятий содержание сероводорода в добываемой продукции в сотни и тысячи раз больше.

Однако полученные зависимости еще не объясняют причины обогащенности нефтей сероводородом, приуроченных к относительно малым по амплитуде поднятиям.

Попытка связать содержание сероводорода в залежах не только с их амплитудой, но и с мощностью покрышек успехом не увенчалась. Какая-либо взаимосвязь между мощностью покрышек и содержанием сероводорода в залежах не обнаружена.

По рассматриваемым объектам прослеживается прямая зависимость газосодержания от величины вязкости нефти в условиях пласта (рис. 4). Так, с увеличением газосодержания наблюдается понижение вязкости нефти, что указывает на меньшую разгерметизацию (или проницаемость) покрышек более высокоамплитудных поднятий, насыщенных нефтью.

Таким образом, анализ геолого-промысловых данных свидетельствует о том, что:

- весьма существенен диапазон колебаний содержания сероводорода в пластовых флюидах рассматриваемых залежей;
- повышенное содержание сероводорода регистрируется преимущественно в залежах, приуроченных к относительно малоамплитудным поднятиям, расположенным на северо-западе рассматриваемого участка;
- в углеводородах высокоамплитудных поднятий фиксируется отсутствие сероводорода или незначительное его содержание;
- наименьшее газосодержание обнаруживается в более разгерметизированных залежах, и, наоборот, более

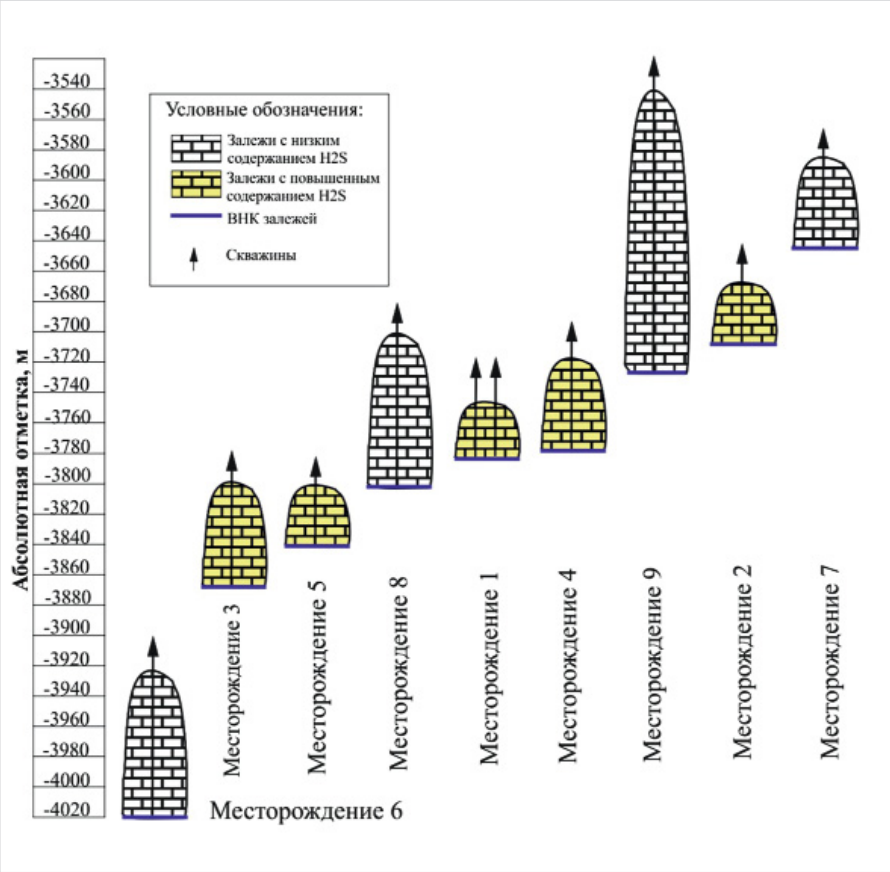


Рис. 2. Расположение исследуемых месторождений по глубине и мощности залежей
Fig. 2. Location of the studied fields in terms of depth and thickness of reservoir

Табл. 1. Содержание сероводорода в нефтяном газе пласта D_3f_2
Tab. 1. Hydrogen sulfide content in oil gas from D_3f_2 formation

Месторождение	Содержание сероводорода (глубинная проба), ppm
Месторождение 1	3 660,0
	13 334,3
Месторождение 2	4 486,2
Месторождение 3	20,0
Месторождение 4	50,0
Месторождение 5	40,0
Месторождение 6	отс.
Месторождение 7	‹ 2
Месторождение 8	‹ 2
Месторождение 9	4,5

Примечание: красным показано повышенное содержание сероводорода

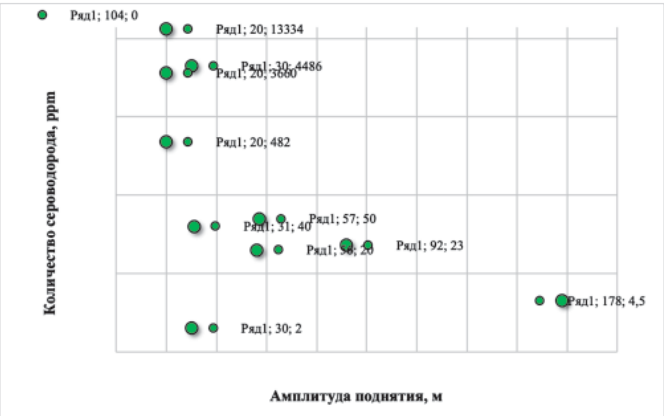


Рис. 3. График зависимости количества сероводорода в добываемой нефти от амплитуды поднятий
Fig. 3. Graph "amount of hydrogen sulfide in the produced oil" – "amplitude of the uplifts"

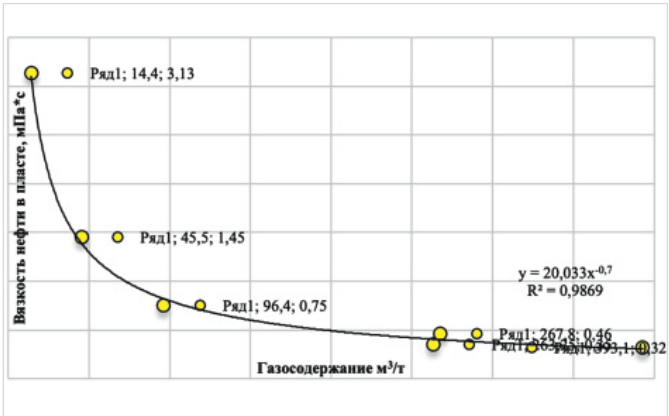


Рис. 4. График зависимости вязкости флюида от газосодержания
Fig. 4. Dependence of fluid viscosity on gas content

высокое газосодержание — в менее разгерметизированных.

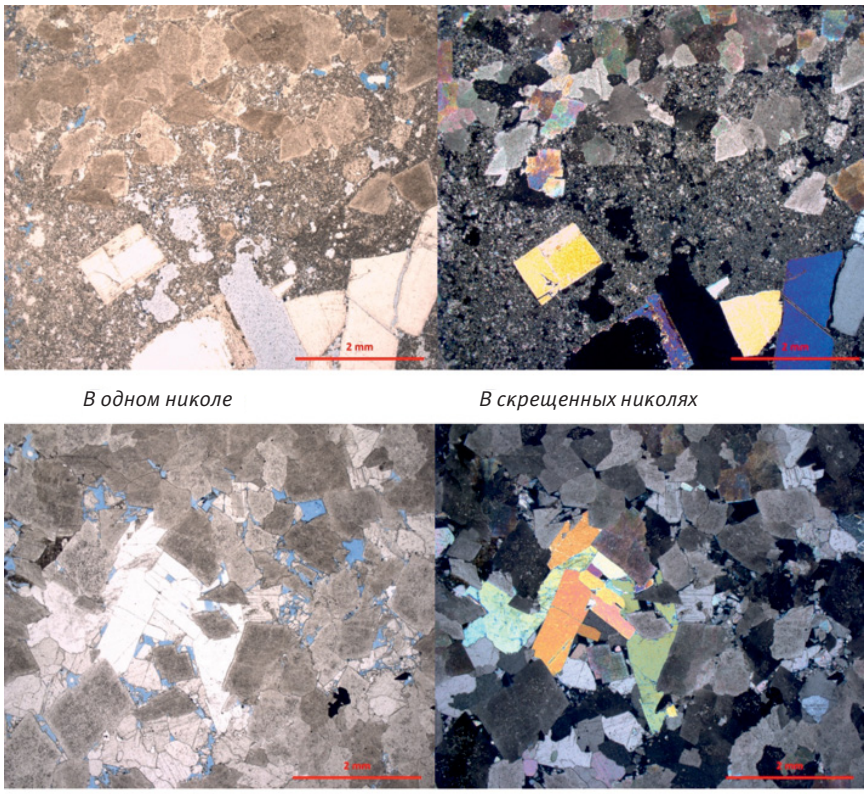
Полученный на основе промысловых данных материал лишь показывает на большую разгерметизированность относительно высокоамплитудных поднятий и меньшую — относительно низкоамплитудных. Можно предположить, что в породах-коллекторах более высокоамплитудных поднятий следует ожидать и наличие их более существенных вторичных изменений, что обусловлено миграцией флюидов. Для выявления интенсивности вторичной измененности карбонатных пород, основываясь на данных, изложенных в работе [7], были дополнительно выполнены аналитические работы по изучению кернового материала.

Изучены шлифы (оптико-микроскопический анализ) и минеральный состав образцов (рентгенографический анализ). Результаты исследования показали наличие в образцах помимо седиментогенных компонентов известняка неравномерно развитой вторичной доломитизации и сульфатизации (рис. 5). Выявленные процессы указывают на существенные постседиментационные изменения карбонатных отложений, связанные с процессами элизионной и инфильтрационной природы [8, 9]. Однако, основываясь лишь на изучении не очень большого количества образцов и их небольшого размера, не удалось надежно установить количественно степень вторичной измененности пород в залежах.

Поэтому для оценки степени вторичной измененности карбонатных пород использован большой объем данных с результатами определения минерального состава образцов. Некоторые результаты обработки больших массивов данных показаны на рисунке 6. Они свидетельствуют о четкой связи степени вторичной доломитизации известняков с содержанием в нефтях сероводорода. Наличие в известняках вторичного доломита, максимальные содержания которого отмечаются в более малоамплитудных поднятиях, согласно [10], указывает на их большую проницаемость для водонефтяных флюидов элизионной природы, формирующих нефтенакопление во время максимального разогрева пород до температур свыше 100 °С [11].

Еще одним фактом, показывающим связь содержания сероводорода во флюиде более малоамплитудных поднятий, следует считать наличие в них повышенного содержания вторичных сульфатов (табл. 2). Они свидетельствуют об определенной зависимости степени вторичной сульфатизации карбонатных пород и содержания в добываемом продукте сероводорода. Формирование вторичных сульфатов, как это следует из ряда работ [9, 11], связывают с инфильтрационной стадией развития нефтегазоносных бассейнов. Такая стадия реализуется после нефтенакопления и сопровождается снижением температуры горных пород. Следствием снижения температуры является появление в горных породах трещиноватости, которая развивается сверху вниз, начинаясь от поверхности и распространяясь вниз [12]. Трещины могут распространяться до глубин 1 000 м и много более. При этом происходит миграция растворенных в верхних осадочных толщах компонент и их переотложение в нижних горизонтах, что и привело к формированию в трещинном пространстве залежей сульфатов среди изучаемых органогенных известняков. Следствием вторичной сульфатизации, приводящей к залечиванию трещиноватости, является снижение проницаемости отложений, в том числе и пород-покрышек. Последним обстоятельством объясняется высокая удерживаемость во флюиде растворенных газов, включая сероводород.

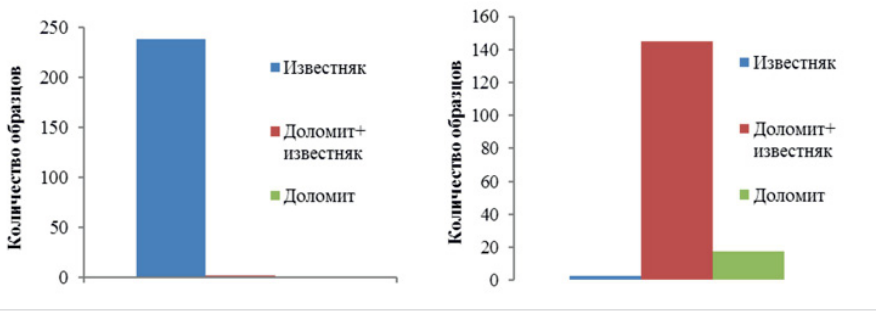
На привнос флюидов в залежи с повышенным содержанием сероводорода в инфильтрационную стадию, согласно [13], указывает также изотопный состав исследуемых образцов воды (рис. 7). Проведены исследования воды по скважинам месторождений М1, М2, М3, М4, М8. По месторождению М1 состав воды изучен по двум скважинам: М1 и М1/1. Данные, приведенные на рисунке, свидетельствую о мéньшем содержании дейтерия в пластовых водах тех залежей, в которых наблюдаются повышенные содержания сероводорода (показано красным). Наоборот, в тех залежах, содержание сероводорода в которых заметно меньше, наблюдаются



В одном николе *В скрещенных николях*

В одном николе *В скрещенных николях*

Рис. 5. Фотография шлифа. Известняк неравномернозернистый, интенсивно перекристаллизованный, неравномерно доломитизированый и сульфатизированный
Fig. 5. Photomicrographs of inequigranular limestone intensively recrystallized, unevenly dolomitized and sulphated



H_2S = 0
Месторождение М6
M6 oilfield

H_2S › 3660 ppm
Месторождение М1
M1 oilfield

известняки (синее), в различной степени доломитизированные известняки (красное) и вторичные доломиты (зеленое)
limestone (blue), to varying degrees of dolomitized limestone (red) and secondary dolomite (green)

Рис. 6. Графики содержания сероводорода в нефтяном газе керна скважины
Fig. 6. Graphs of mineral composition of the wells core

Табл. 2. Результаты определения сульфатности пород в изученных месторождениях
Tab. 2. Results of determining the sulfate content of rocks in the studied fields

Месторождение	Количество образцов с сульфатами	Общее количество образцов	Степень сульфатности пород, %	Дата. Содержание сероводорода
Месторождение 8	33	481	33/481 = 6,9	24.04.2018 — ‹ 2 ppm 31.05.2018 — ‹ 2 ppm
Месторождение 6	1	240	1/240 = 0,4	27.02.2018 — отс.
Месторождение 1	103	160	103/160 = 64,3	02.10.2017 — 3 660 ppm 10.07.2019 — 13 739 ppm
Месторождение 5	18	107	18/107 = 16,8	02.08.2017 — 40 ppm 10.07.2019 — 21,93 ppm
Месторождение 4	15	128	15/128 = 11,7	16.09.2017 — 50 ppm 11.05.2018 — отс. 10.07.2019 — 1 338 ppm
Месторождение 9	0	65	0/65 = 0	13.08.2016 — 4,5 ppm 2019 — отс.
Месторождение 7	8	186	8/186 = 4,3	10.05.2018 — ‹ 2 ppm

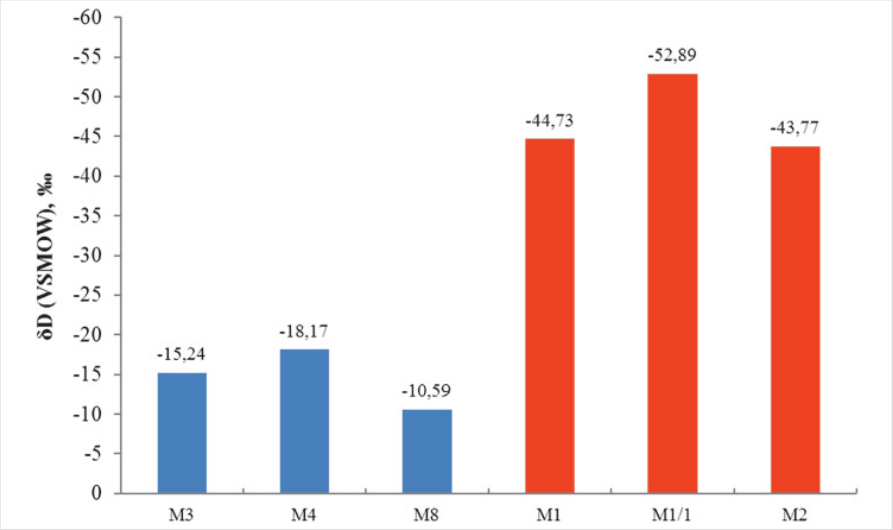


Рис. 7. Изотопный состав пластовых вод в залежах с различным содержанием сероводорода
Fig. 7. Isotopic composition of formation waters in deposits with different content of hydrogen sulfide

повышенные содержания дейтерия (показано синим).

Итоги

Проанализирован петрографический состав пород, геохимический состав пластовых флюидов. Показано, что причиной различного содержания сероводорода на неодинаковых по амплитуде поднятиях можно считать различные по интенсивности вторичные изменения, связанные с элизионной (доломитизация) и инфильтрационной (сульфатизация) стадиями развития осадочных бассейнов.

Выводы

1. Изученные образцы керна представлены органогенными известняками рифовых построек в различной степени доломитизированными и сульфатизированными.
2. Повышенные содержания сероводорода наблюдаются преимущественно в залежах, приуроченных к малоамплитудным поднятиям, расположенным на северо-западе рассматриваемого участка.
3. В керне малоамплитудных поднятий в известняках наблюдаются повышенные содержания вторичных доломитов и сульфатов по сравнению с более амплитудными поднятиями.
4. Исходя из геофлюидной стадийности развития нефтегазоносных бассейнов, можно считать, что доломитизация служит признаком элизионной стадии, которая обуславливает миграцию водонефтяных флюидов и нефтенакопление, а во время ее реализации происходит разогрев осадочных толщ. При этом наиболее проницаемыми участками служат более малоамплитудные структуры.
5. Сульфатизация служит признаком последующей инфильтрационной стадии, сопровождающейся остыванием осадочных толщ, их растрескиванием и миграцией водных флюидов сверху вниз по разрезу. Ее следствием служит залечивание пород-покрышек, прежде всего, над малоамплитудными поднятиями, что и приводит к повышению их флюидоупорных свойств.

Литература

1. Никитин Ю.И., Щеглов В.Б., Чикина Н.Н. Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба Оренбургской области // Недра Поволжья и Прикаспия. 2011. № 68. С. 3–6.
2. Вилесов А.П. История формирования одиночных франских рифов Рыбкинской группы // Казань: 2019. 30 сентября – 3 октября. Материалы IX Всероссийского литологического совещания. «Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей». С. 74–75.
3. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Истомина Н.М., Корягин Н.Н. Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 5. С. 13–21.
4. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти // М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. 295 с.
5. Ершов В.А. Носова В.С., Четверкина В.Н., Шакирова А.Х. Биогенный сероводород в нефтяном газе месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 1984. № 2. С. 25.
6. Сергеева Е.В., Богомолова К.Е., Соболев В.И., Коновалов В.В., Кириллов А.С. Установление причин повышенного содержания сероводорода в продукции добывающих скважин на примере залежи углеводородов Урало-Поволжья // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5. С. 32–37.
7. Королёв Э.А., Морозов В.П., Ескин А.А., Кольчугин А.Н. Постседиментационные доломитовые коллекторы каменноугольных отложений Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 40–42.
8. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. 208 с.
9. Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского,

серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. Казань: ПФ Гарт, 2008. 181 с.
10. Файф Ф., Прайс Н., Томпсон А. Флюиды в земной коре. М.: Мир, 1981. 436 с.
11. Kolchugin A.N., Immenhauser A., Walter B.F., Morozov V.P. Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry. Marine and Petroleum Geology, 2016, issue 72, P. 45–61.
12. Чернышев С.Н. Трещины горных пород. М.: Наука, 1983. 240 с.
13. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы Земли. М.: Научный мир, 2009. 632 с.

ENGLISH

Results

Petrographic composition of rocks and geochemical composition of formation fluids are analyzed. It is shown that the reason for the different content of hydrogen sulfide on uplifts of unequal amplitude can be considered different in intensity secondary alterations associated with the elisional (dolomitization) and infiltration (sulfatization) stages of the development of sedimentary basins.

Conclusions

1. The studied core samples are represented by organogenic limestones of reef structures, dolomitized and sulphated to varying degrees.
2. Increased content of hydrogen sulfide is observed mainly in deposits confined to low-amplitude uplifts located in the northwest of the studied area.
3. In the core of low-amplitude uplifts in limestones, there is an increased content of secondary dolomites and sulfates in comparison with more amplitude uplifts.
4. Based on the geofluidic staging of the development basins, we can assume that dolomitization is a sign of the elisional stage, which causes the migration of water-oil fluids and oil accumulation, and during its implementation, the sedimentary strata are heated. In this case, the most permeable areas are more low-amplitude structures.
5. Sulphatisation is a sign of the subsequent infiltration stage, accompanied by cooling of sedimentary strata, their cracking and migration of water fluids from top to bottom along the section. Its consequence is the healing of seabed rocks, first of all, over low-amplitude uplifts, which leads to an increase in their fluid-resistant properties.

References

1. Nikitin Yu.I., Shcheglov V.B., Chikina N.N. The Upper-Fransian reefs of the Rubezhinskiy trough. Orenburg region. Volga and Pricaspian region resources. 2011, issue 68, P. 3–6. (In Russ).
2. Vilesov A.P. The history of the formation of single francian reefs of the Rybkinsky group. Kazan: 2019, 30 September - 3 October Materials of the IX All-Russian Lithological Meeting “Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas”, P. 74–75. (In Russ).
3. Shakirov V.A., Vilesov A.P., Chertina K.N., Istomina N.M., Koryagin N.N. Oil reserves distribution in complicatedly-built fractured collectors of the frasnian reefs of Volostnovsky area in Orenburg region. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2019, issue 5, P. 13–21. (In Russ).
4. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Fighting oil production complications. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2006, 295 p. (In Russ).
5. Ershov V.A. Nosova V.S., Chetverkina V.N., Shakirova A.Kh. Biogenic hydrogen sulphide in oil gas from West Siberian fields. Neftepromyslovoe delo, 1984, issue 2, P. 25. (In Russ).
6. Sergeeva E.V., Bogomolova K.E., Sobolev V.I., Konovalov V.V., Kirillov A.S. Determination of causes of increased hydrogen sulfide content in development well products as exemplified by a hydrocarbon reservoir in Urals-Volga region. Neftepromyslovoe delo, 2020, issue 5, P. 32–37. (In Russ).
7. Korolev E.A., Morozov V.P., Eskin A.A., Kolchugin A.N. Diagenetic dolomite reservoirs in carboniferous rocks of Melekess depression and South-Tatar arch. Oil Industry, 2016, issue 6, P. 40–42. (In Russ).
8. Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P. Oil and gas hydrogeology. Moscow: Nedra, 1992, 208 p. (In Russ).
9. Morozov V.P., Korolev E.A., Kolchugin A.N. Corbonate rocks of Visean, Serpukhov and Bashkirian stage of lower and Middie carboniferous. Kazan, PF Gart, 2008, 181 p. (In Russ).
10. Fyfe W.S., Price N.J., Thompson A.B. Fluids in the Earth’s crust. Moscow: Mir, 1981, 436 p. (In Russ).
11. Kolchugin A.N., Immenhauser A., Walter B.F., Morozov V.P. Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry. Marine and Petroleum Geology, 2016, issue 72, P. 45–61. (In Russ).
12. Chernyshev S.N. Rock fractures. Moscow: Nauka, 1983, 240 p. (In Russ).
13. Ferronsky V.I., Polyakov V.A. Isotopy of the Earth’s hydrosphere. Moscow: Nauchnyy mir, 2009, 632 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергеева Елена Викторовна, заведующий лабораторией по повышению нефтеотдачи, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: sergeevaev@samnipi.rosneft.ru

Морозов Владимир Петрович, д.г-м.н., заведующий кафедрой минералогии и литологии, ФГАОУ ВО К(П)ФУ, Казань, Россия

Шипаева Мария Сергеевна, младший научный сотрудник, ФГАОУ ВО К(П)ФУ, Казань, Россия

Кириллов Анатолий Сергеевич, нач. отдела исследований для поддержки проектирования, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Соболев Виктор Игоревич, заместитель начальника УРМ по моделированию, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия

Середа Илья Александрович, заместитель начальника УППР и ГТМ, департамента разработки месторождений ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Sergeeva Elena Viktorovna, head of the laboratory for enhanced oil recovery “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding author: sergeevaev@samnipi.rosneft.ru

Morozov Vladimir Petrovich, dr. sci. (Geology and Mineralogy), professor, head of the department of mineralogy and lithology Kazan Federal University, Kazan, Russia

Shipaeva Mariya Sergeevna, junior research scientist, Kazan Federal University, Kazan, Russia

Kirillov Anatoliy Sergeevich, head of design support studies department “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Sobolev Viktor Igorevich, deputy head of field development department for modeling, “Orenburgneft” JSC, Buzuluk, Russia

Sereda Ilya Aleksandrovich, deputy head of reservoir performance improvement and geological and technical measures department, “Rosneft Oil Company” PJSC, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-30-33 УДК 553.98.061.43 | Научная статья

Трещиноватость кремнисто-глинистых пород пласта НБ$_1$ березовской свиты центральной части Западной Сибири

Калабин А.А., Чертина К.Н., Нассонова Н.В., Девятка Н.П.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В настоящее время ПАО «НК «Роснефть» реализует целевой инновационный проект по разработке технологий изучения и освоения нетрадиционного газового объекта в отложениях березовской свиты на территории Западной Сибири. Отложения целевого пласта НБ$_1$, с которым связаны основные перспективы, представлены порово-трещинным типом коллектора. Данная статья направлена на демонстрацию встреченных в процессе изучения генетических типов трещин, их свойств и параметров для использования данной информации при изучении аналогичных резервуаров.
Методика исследований основывалась на разномасштабном подходе при изучении трещин: от макроописания на керне до изучения минерального состава трещинного пространства методами РФА, РЭМ и в шлифах, изготовленных через выявленные на керне трещины.

Материалы и методы
Макроописание кернового материала, классификация трещин по генетическим признакам, определение параметров трещинного пространства, рентгенофлуоресцентный анализ, рентгеновский энергодисперсионный микроанализатор, стадиальный анализ.

Ключевые слова
березовская свита, кремнисто-глинистые отложения, нетрадиционный тип коллектора, макротрещиноватость, микротрещиноватость, тектонические трещины, кливаж, трещины приразломные, литогенетические трещины, синерезис, модель резервуара

Для цитирования
Калабин А.А., Чертина К.Н., Нассонова Н.В., Девятка Н.П. Трещиноватость кремнисто-глинистых пород пласта НБ1 березовской свиты центральной части Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С.30–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-30-33

Поступила в редакцию: 08.02.2021

UDC 553.98.061.43 | Original Paper

Fracturing of siliceous clayey rocks of the NB$_1$ formation of the Berezovskaya suite in the central part of Western Siberia

Kalabin A.A., Chertina K.N., Nassonova N.V., Deviatka N.P.
“Tyumen Petroleum Research Center”, Tyumen, Russia
aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
Currently, the Rosneft Oil Company is implementing an innovative project to develop technologies for the study and development of unconventional gas facility in the sediments of the Berezovskaya suite in Western Siberia. Deposits of the target formation NB$_1$, with which the main prospects are associated, are represented by a porous-fractured reservoir type.
This article contains detailed description of the properties and parameters of the genetic fractures in the NB$_1$ formation which can be used as an analog in the similar type reservoirs.
The methodology used in this article combines several different multi-scale approaches to the fractures study: from a macro description of the core to the high resolution methods like mineral composition of the near-fracture space by the X-ray fluorescence analysis and REM method of thin sections made through the cracks identified on the core.

Materials and methods
Macro description of core material, classification of fractures by genetic characteristics, determination of fracture space parameters, X-ray fluorescence analysis, X-ray energy-dispersive microanalyzer, stage analysis.

Keywords
Berezovskaya Formation, siliceous-clayey deposits, unconventional reservoir type, macro-fracturing, micro-fracturing, tectonic fractures, cleavage, near-fault fractures, lithogenetic fractures, syneresis, reservoir model

For citation
Kalabin A.A., Chertina K.N., Nassonova N.V., Deviatka N.P. Fracturing of siliceous clayey rocks of the NB$_1$ formation of the Berezovskaya suite in the central part of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 30–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-30-33

Received: 08.02.2021

Верхнемеловые отложения березовской свиты стратиграфически приурочены к коньяк-сантон-кампанскому интервалу верхнего мела и подразделяются на 2 подсвиты: нижнюю и верхнюю.

По результатам оценки ресурсного потенциала основным перспективным объектом является пласт НБ$_1$, относящийся к нижнеберезовской подсвите. Эффективная мощность пласта составляет в среднем около 10 м. Осадки нижнеберезовской подсвиты представляют собой глинисто-кремнистые и кремневые разности прибрежно-морского и морского генезиса.

Пласт представлен опоками и опоковидными глинами. Особенностью этих пород является активное поглощение воды при контакте с растворами. Коллектор характеризуется высокой пористостью и очень низкой проницаемостью (Кп = 31 %, Кпр = 0,5 мД), это обусловлено малым размером пор 1–4 мкм. Пустотное пространство породы представлено микропорами глин, более крупными порами аморфного и микрокристаллического кремнезема, развитыми по биокластам, и естественными трещинами.

Возможность получения промышленных дебитов газа, при таких свойствах, обеспечивается благодаря наличию естественной трещиноватости, которая широко развита ввиду специфических упруго-прочностных свойств (хрупкость варьирует в диапазоне 0,46–0,9, при среднем значении — 0,74) и тектонического развития территории вплоть до четвертичного времени. В связи с характерной для пласта хрупкостью данные породы практически не способны к пластичным деформациям и при упругом воздействии на них неизбежно происходит растрескивание.

В рамках работ, проведенных на керновом материале, выполнены специальные лабораторные исследования трещиноватости, включающие в себя детальное изучение пород в петрографических шлифах и в растровом электронном микроскопе (РЭМ). Отбор образцов для исследований проводился в предварительно намеченных точках на участках с выявленной трещиноватостью.

В настоящее время существуют различные классификации трещин [1]: размерные, геометрические, генетические и специальные. Все они характеризуют трещины с различных точек зрения и поэтому не исключают, а дополняют друг друга.

Керновый анализ позволил выделить два масштаба трещин — это микротрещины и макротрещины, а детальное изучение этих трещин с использованием микроскопических методов (шлиф и РЭМ) разделить их по генетическим признакам и степени заполнения [1]:

- тектонические трещины кливажа и разломной тектоники, открытые и частично заполненные вторичными минералами (минерализованные);
- тектонические, полностью заполненные вмещающей породой;
- литогенетические открытые, закрытые;
- литогенетические открытые, расширенные за счет действия тектоники.

Тектонические трещины

Среди тектонических трещин принято различать трещины, образовавшиеся при формировании складок (соскладчатые), и трещины, связанные с образованием тектонических разрывов (приразрывные) [2].

Выделенный генетический тип трещин — кливаж, относящийся к соскладчатым, — показывает связь литологии и тектонических условий. Под кливажом понимают способность горных пород делиться по параллельным или почти параллельным поверхностям на тонкие пластинки. В общем ходе деформации место образования кливажа соответствует последней стадии развития, характеризующейся потерей прочности перед разрывом [3].

Кливаж, выделенный в керне рассматриваемого объекта, — это трещиноватость, связанная с процессами сжатия и растяжения пород при формировании складок. В пределах исследуемого участка кливаж представлен в основном трещинами отрыва и связан преимущественно с пластом НБ$_1$ (рис. 1), что обусловлено особенностями его упруго-прочностных свойств.

На рисунке 1 отображена трещина кливажа. В шлифе макротрещина сообщается с системой микротрещин. В околотрещинном пространстве наблюдается вторичная минерализация (пирит) и участки интенсивного выщелачивания. Трещины данного типа

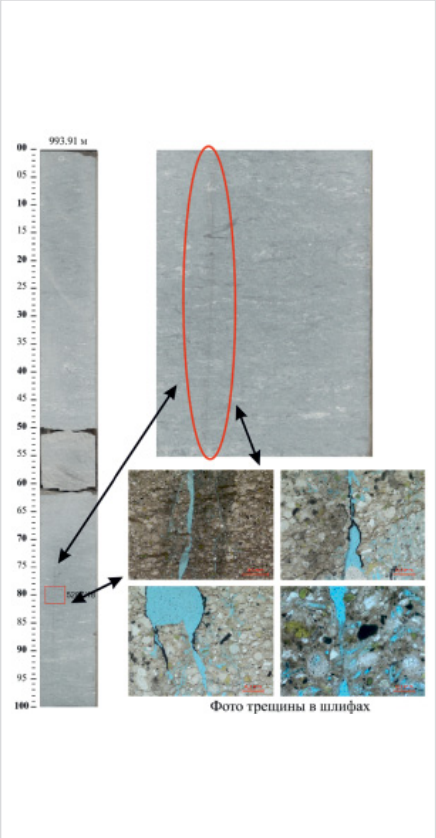


Рис. 1. Тектоническая трещина отрыва, отнесенная к генетическому типу «кливаж»
Fig. 1. Tectonic separation fracture attributed to the genetic cleavage type

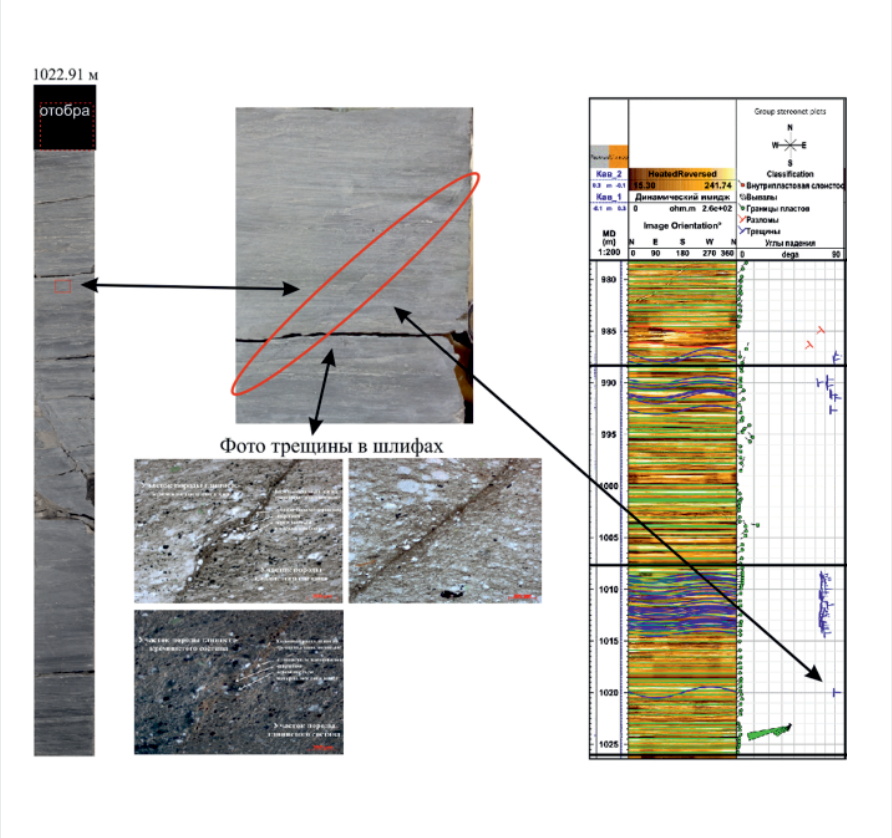


Рис. 2. Тектоническая трещина со смещением вдоль плоскости
Fig. 2. Tectonic fracture with displacement along the plane

раскрыты от волосовидных (менее 0,1 мм) до 0,5–0,6 мм в расширениях.

В породах пласта НБ$_1$ выделяются 2 системы трещин кливажа: первая — закрытые трещины, направленные веерообразно; вторая — открытые вертикальные трещины, секущие первую систему.

В шлифах трещины кливажа идентифицировались по следующим признакам:

- трещины расположены преимущественно перпендикулярно слоистости, реже под наклоном, подчеркивая системность;
- морфология трещин преимущественно одинакова на всем ее протяжении;
- минерализация трещин выдержана по составу.

Тектонические (приразрывные) оперяющие — возникающие при смещении вдоль поверхности основного разлома, формируются путем роста, сгущения и слияния существовавших ранее мелких оперяющих трещин. Для оперяющих трещин характерно развитие группами, внутри которых густота трещин повышена, а трещины расположены кулисообразно [4].

В керновом материале преимущественно были зафиксированы приразломные трещины скалывания (рис. 2).

Отнесение трещин к приразломным (скалывания) по керновому материалу проводилось по следующему ряду признаков:

- наличие зеркал скольжения;
- резкая смена литологического состава пород по разные стороны от трещины;
- трещины крутые;
- по трещине фиксируется видимое смещение слоев породы;
- трещины короткие, редко протяженные;
- иногда обрамляются оперяющими трещинами;
- трещины образуют выдержанную систему;
- трещины зачастую располагаются через равные интервалы.

В шлифах приразломные трещины (скалывания) идентифицировались по следующим признакам:

- крайне малая ширина (раскрытость) трещин;
- наличие глинок трения;
- смещение структурных элементов породы вдоль трещины друг относительно друга.

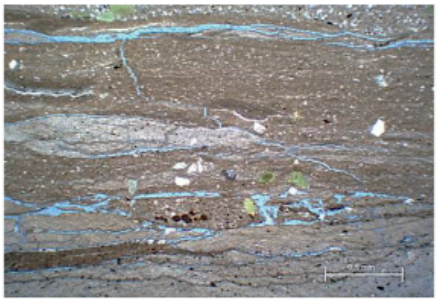


Рис. 3. Литогенетическая трещиноватость. Параллельный оси керна срез. Опоки пласта НБ$_1$ березовской свиты. Вид — без анализатора, увеличение 4 ×
Fig. 3. Lithogenetic fracturing. Cut parallel to the core axis. Flasks of formation NB$_1$ of the berezovskaya suite. View – without analyser, magnification 4 ×

В петрографическом шлифе тектоническая трещина, выявленная на этапе макро-описания керна, заполнена глинистым веществом (рис. 2). В перегибе отмечается относительное раскрытие и заполнение продуктами интенсивного разрушения вмещающих пород. Ниже и выше, относительно трещины, породы различаются составом и строением. Для зоны смещения характерна ориентировка чешуек глинистых минералов по направлению сдвига.

Литогенетические трещины

Образуются в процессе уплотнения осадка и уменьшения его объема. Трещины повторяют и подчеркивают текстуру породы, прослеживаются вдоль многочисленных слойков уплотнения. Отмечаются в шлифах, изготовленных параллельно и перпендикулярно наслоению. В шлифах, изготовленных параллельно наслоению, выделяется значительно меньшее их количество. Это говорит о том, что трещины данного типа располагаются

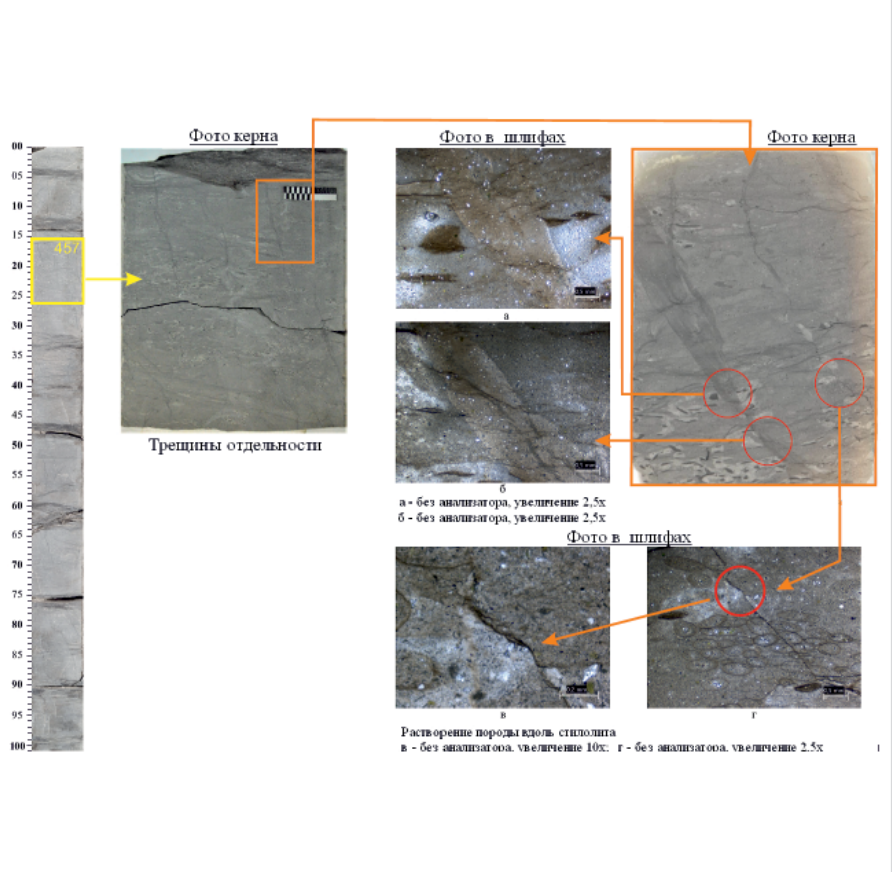
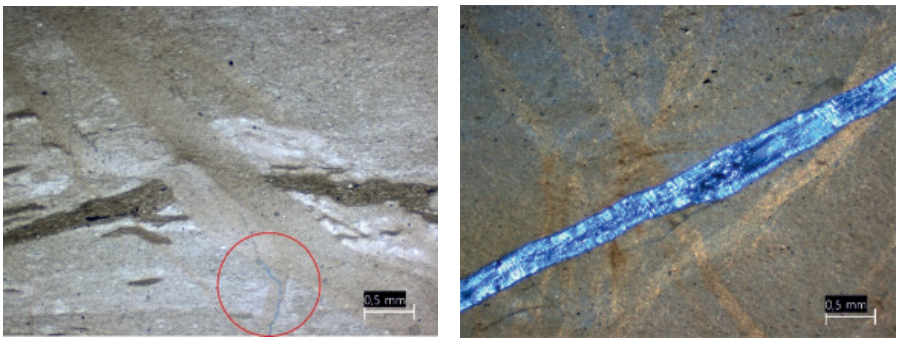


Рис. 4. Тектоно-литогенетические трещины синерезиса
Fig. 4. Tectono-lithogenetic fractures of syneresis



a) литогенетическая трещина пересекает трещину синерезиса, полностью заполненную вмещающей породой. Пласт НБ$_1$
the lithogenetic fracture crosses the syneresis fracture, completely filled with the host rock. Formation NB$_1$

b) тектоническая открытая трещина пересекает трещину синерезиса, полностью заполненную вмещающей породой. Пласт НБ$_1$
an open tectonic fracture crosses a syneresis fracture, completely filled with host rock. Formation NB$_1$

Рис. 5. Тектоно-литогенетические трещины синерезиса, полностью заполненные вмещающей породой, пересечены a - литогенетической и b - тектонической трещинами
Fig. 5. Tectonic-lithogenetic fractures of syneresis, completely filled with host rock, crossed by a - lithogenetic and b - tectonic fractures

по отношению к слоистости по-разному: косо, параллельно, либо имеют изогнутые сложной формы поверхности, но преимущественно ориентированы субпараллельно поверхности наслоения и находятся в условиях максимального вертикального стресса.

В поле шлифа, изготовленного перпендикулярно наслоению, отражены (рис. 3) пологоволнистые, протяженные, ветвящиеся трещины, проходящие по контактам глинисто-гидрослюдистых слойков, ответвления образуют сеть. Трещины частично раскрытые, образованы на границах разностей различного минералогического состава, имеют перемычки.

Пласт НБ1 имеет свои уникальные особенности в части трещиноватости, они заключаются в наличии полностью заполненных вмещающей породой тектоно-литогенетических трещин, первично литогенетические трещины синерезиса (рис. 4, 5), с обновлением по плоскостям во время тектонических активизаций. Эти трещины пересекаются литогенетическими и тектоническими трещинами (рис. 5), что ставит их на первое место в ряду последовательности формирования от более ранних к более поздним. Тектоно-литогенетические трещины синерезиса повсеместно полностью заполнены вмещающей породой.

Итоги

Таким образом, в ходе выполненных исследований было установлено, что структура трещинного пространства пласта $НБ_1$ имеет очень сложный характер. Развита микро- и макротрещиноватость, трещины делятся на тектонические и литогенетические. Тектонические в свою очередь подразделяются на трещины кливажа и оперяющие приразрывные. По степени заполнения пустотного пространства установлены преимущественно открытые (60 %) и минерализованные (40 %).

В виду малой протяженности, сообщаемости, раскрытости и затухающего характера литогенетические трещины, предположительно, не лучшим образом влияют на пропускную способность пород относительно вмещающих флюидов. Больший интерес вызывают тектонические трещины, ввиду своей протяженности и раскрытости, а также упорядоченной системности с точки зрения морфологии.

Выводы

Исходя из выявленных масштабов, разнообразия типов и разнонаправленного воздействия трещиноватости на фильтрационно-емкостные свойства пород, методика изучения отложений березовской свиты должна содержать целый набор инструментов различного масштаба, только в этом случае результаты исследований позволят понять модель резервуара и впоследствии стать качественной основой для выполнения прогноза зон повышенной продуктивности, которые для резервуара опоковидного пласта $НБ_1$ связаны с улучшенными свойствами матрицы породы и наличием трещинной проницаемости за счет интенсивной природной трещиноватости.

Литература

1. Максимов Е.М. Общая и структурная геология. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 220 с.
2. Рекомендации по изучению трещиноватости горных пород при инженерно-геологических изысканиях для строительства. М.: Стройиздат, 1974. 40 с.
3. Михайлов А.Е. Полевые методы изучения трещин в горных породах. М.: Госгеолтехиздат, 1956. 132 с.
4. Рад М.В., Чернышев С.Н. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1970. 164 с.

ENGLISH

Results

Thus, in the course of the studies carried out, it was found that the structure of the fractured space of the NB_1 formation is very complex. Micro- and macro-fracturing is developed, fractures are divided into tectonic and lithogenetic. Tectonic, in turn, are subdivided into cleavage fractures and cracks feathering discontinuous faults. According to the degree of filling the void space, predominantly open (60 %) and mineralized (40 %) are established.

In view of the small extent, connectivity, openness and decaying nature, lithogenetic cracks presumably do not have the best effect on the permeability of rocks relative to the host fluids. Of greater interest are tectonic fractures, in view of their length and opening, as well as well-organized systemicity in terms of morphology.

Conclusion

Based on the identified scale, variety of types and multidirectional effects of fracturing on the reservoir properties of rocks, the method for studying the deposits of the Berezovskaya suite should contain a whole set of tools of various scales, only in this case the research results will make it possible to understand the reservoir model and subsequently become a qualitative basis for forecasting zones of increased productivity, which for the reservoir of the opoka-like formation NB1 are associated with improved properties of the rock matrix and the presence of fracture permeability due to intense natural fracturing.

References

1. Maximov E.M. General and structural geology. Tyumen: TyumGNGU, 2014, 220 p.
2. Recommendations for the study of rock fracturing during engineering and geological surveys for construction, Moscow: Stroyizdat, 1974, 40 p.
3. Mikhaylov A.E. Field methods of the rock fracturing study. Moscow: Gosgeoltechizdat, 1956, 132 p.
4. Rad M.V., Chernyshev S.N. Fracturing and properties of fractured rocks. Moscow: Nedra, 1970, 164 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Калабин Артемий Александрович, главный инженер проекта управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Чертина Ксения Николаевна, заведующий лабораторией петрографических исследований центра исследований керна ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Нассонова Наталья Валентиновна, к.г.-м.н., старший эксперт экспертно-аналитического управления ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Девятка Надежда Петровна, начальник отдела литолого-фациального и седиментологического изучения керна центра исследований керна ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kalabin Artemy Aleksandrovich, chief project engineer of the scientific and technical development department, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aakalabin@tnnc.rosneft.ru

Chertina Ksenia Nikolaevna, head of the petrographic research laboratory of the core research center, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Nassonova Natalya Valentinovna, ph.d., senior expert of the expert and analytical department, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Devyatkina Nadezhda Petrovna, head of lithological-facial and sedimentological core study section of the core research center, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-34-39 УДК 622.248.33 I Научная статья

Закономерности распределения зон поглощений в одиночных рифах депрессионной зоны Камско-Кинельской системы прогибов

Шиповский К.А.[1,2], **Циркова В.С.**[1], **Коваль М.Е.**[1,2], **Кожин В.Н.**[1]
[1]ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, [2]ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия
shipovskiyka@samnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлены результаты исследований причин полных и катастрофических поглощений бурового раствора при бурении скважин в рифовом массиве Западного купола Южно-Орловского месторождения.
Установлены закономерности распределения интервалов поглощений бурового раствора различной интенсивности в одиночном погребенном рифе верхнефранско-фамено-турнейского времени.
Показано, что полные и катастрофические поглощения в одиночном погребенном рифе приурочены к зонам предрифового шлейфа, состоящим из обломочных карбонатных пород. Частичные поглощения происходят в интервалах карбонатных каверно-трещиноватых коллекторов органогенной постройки. Отсутствие или незначительные поглощения характерны для карбонатов биогермного ядра погребенного рифа.
Отмечается, что разработка геомеханической модели органогенной постройки на основе особенностей литолого-фациальных зон рифового массива позволяет повысить точность прогнозирования зон поглощений при проектировании строительства скважин.
Результаты исследований показывают, что системный анализ и обобщение теоретической и промысловой геолого-геофизической и технико-технической информации позволяют определить природу поглощений бурового раствора в органогенных постройках, спрогнозировать зоны возможных осложнений и разработать эффективные мероприятия по их своевременному предупреждению и ликвидации при бурении скважин на месторождениях Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП).

Материалы и методы
Исследования методом сбора, анализа и обобщения теоретической и промысловой информации с определением закономерностей распределения зон поглощений в рифовой постройке.

Ключевые слова
бурение, поглощение бурового раствора, органогенные постройки, одиночные погребенные рифы, рифовый массив, депрессионная зона, Камско-Кинельская система прогибов

Для цитирования
Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Кожин В.Н. Закономерности распределения зон поглощений в одиночных рифах депрессионной зоны Камско-Кинельской системы прогибов // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 34–39. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-34-39

Поступила в редакцию: 26.01.2021

UDC 622.248.33 I Original paper

Regularities of the distribution of lost circulation areas in single reefs of the depression zone of the Kama-Kinel downfold system

Shipovskiy K.A.[1,2], **Tsirkova V.S.**[1], **Koval M.E.**[1,2], **Kozhin V.N.**[1]
[1]"SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia, [2] Samara state technical university, Samara, Russia
shipovskiyka@samnipi.rosneft.ru

Abstract
The article presents the results of investigations of the causes of total and catastrophic losses of drilling mud during drilling of wells in the reef massif of the Western dome of the Yuzhno-Orlovskoye oil field.
The regularities of the distribution of intervals of mud losses of different intensity in a single buried reef of the Upper Frasnian and Famenno-Tournaisian times have been established.
It is noted that total and catastrophic losses in a single buried reef are confined to the zones of the pre-reef plume, consisting of detrital carbonate rocks. Partial losses occur in the intervals of cavernous-fractured carbonate reservoirs of organogenic structure. The absence or insignificant absorptions are the features of carbonates of the bioherm core of the buried reef.
It is shown that the development of a geomechanical model of an organogenic structure based on the features of the lithologic and facies zones of the reef massif makes it possible to increase the accuracy of predicting the zones of absorption during well construction designing.
The research results show that the system analysis and generalization of theoretical and field geological, geophysical and technical information allows to determine the nature of losses of drilling mud in organogenic structures, to predict the zones of possible problemms and to develop effective measures for their timely prevention and elimination during well drilling at the Kama-Kinel downfold system fields.

Material and methods
Survey made by gathering, review and collation of the theoretical and field data to determine patterns of the loss zones throughout reefal buildup.

Keywords
well drilling, absorption of drilling mud, organogenic buildup, single buried reefs, reef massif, depression zone, Kama-Kinel downfold system

For citation
Shipovskiy K.A., Tsirkova V.S., Koval M.E., Kozhin V.N. Regularities of the distribution of lost circulation areas in single reefs of the depression zone of the Kama-Kinel downfold system. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 34–39. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-34-39

Received: 26.01.2021

Выработка основных легкоизвлекаемых запасов углеводородных ресурсов требует поиска, открытия и ввода в эксплуатацию новых нефтегазовых месторождений. Применение современных методов сейсморазведки позволяет находить геологические структуры, содержащие значительные запасы углеводородов с высокими дебитами. На территории Самарской области наиболее продуктивными являются месторождения с амплитудными органогенными постройками — древними рифовыми массивами. Бурение скважин на данных месторождениях в ряде случаев крайне затруднено из-за наличия зон полных и катастрофических поглощений бурового раствора. Основные проблемные интервалы — верхнефранско-фаменские и турнейские отложения. Опыт бурения на рифовых месторождениях показывает, что в пределах одной залежи условия проводки скважины существенно отличаются. Некоторые скважины бурятся без поглощений (или они незначительны), а другие с полными и катастрофическими поглощениями, которые требуют значительных временных и материальных затрат на их ликвидацию [6–8]. Знание геологической природы данных осложнений, особенностей их распределения в пределах одного месторождения позволяет прогнозировать их возникновение, своевременно разрабатывать мероприятия по их предупреждению и ликвидации в процессе бурения скважин.

Согласно исследованиям, выполненным Волжским отделением Института геологии и разработки горючих ископаемых (ВОИГиРГИ), более 116 нефтяных месторождений в Самарской области имеют органогенное (биогермное и рифовое) происхождение [2, 3]. Данные залежи представляют собой биогермы, одиночные рифы и рифовые системы девоно-турнейского времени. Территориальное размещение верхнефранских, фаменских и турнейских биогермов, одиночных рифов и рифовых систем связано с элементами Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) и тектоническими элементами Самарской области. Карта рифогенных формаций (по данным ВОИГиРГИ) представлена на рисунке 1.

Месторождения с биогермными постройками приурочены к шельфовым зонам и юго-западной границе Жигулевско-Пугачевского свода (Гайдаровское, Горбатовское, Карагайское, Софинско-Дзержинское и др.) [2, 3].

Одиночные рифы открыты на бортовых и шельфовых зонах (Хилковское), а также в депрессионной (осевой) зоне ККСП (Булатовское, Западный купол Южно-Орловского месторождения).

Рифовые системы, вероятно, участвуют в формировании региональной системы валов широтного простирания, проходящих как по границам геологических разломов, так и по бортовым зонам ККСП, а именно на границах перехода мелководной части древнего морского бассейна в более глубокую, депрессионную часть (например, Кулешовское месторождение).

Природные отличия между биогермами, одиночными рифами и рифовыми системами

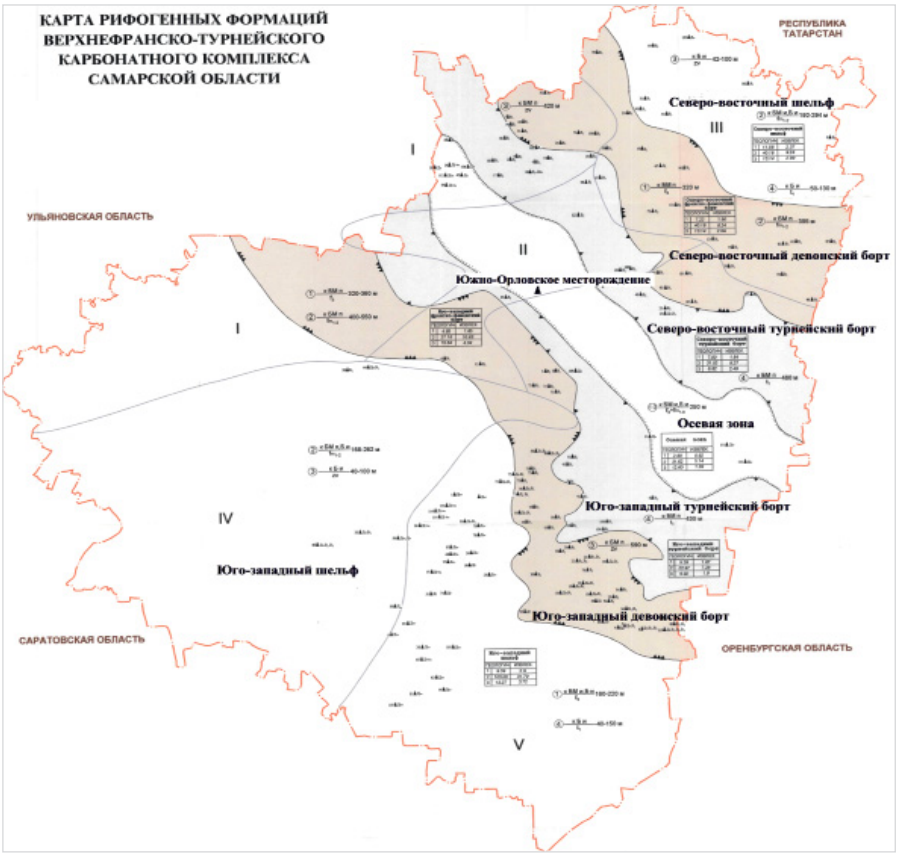


Рис. 1. Карта рифогенных формаций верхнефранско-турнейского карбонатного комплекса на месторождениях Самарской области
Fig. 1. Reefogenic formation map of the Upper Frasnian Tournaisian Carbonate sequence at the Samara oblast fields

сформировали различные коллекторские свойства данных органогенных построек. Как правило, при бурении на месторождениях с малоамплитудными биогермами поглощения бурового раствора отсутствуют или они незначительны. Для их ликвидации достаточно ввода разнофракционных кольматанов по циклу, прокачки вязкоупругих смесей (ВУС) с кольматантами. В отдельных случаях применяется установка цементных мостов, как, например, на Горбатовском месторождении.

Если верхнефранский биогерм имел необходимые природные условия для своего развития в девонское и турнейское время, то в процессе своего роста он достигал поверхности древнего моря до уровня волнолома. Под физическим воздействием морских волн, приливов и отливов, происходило активное разрушение органогенного массива. Это приводило к переходу биогермной постройки в рифовый массив с типовым природным строением: карбонатное ядро биогерма и генетически связанные с ним фации — продукты разрушения биогерма по периметру в виде органогенно-обломочных известняков различной размерности [1]. Основные фациальные зоны одиночных рифов представлены на рисунке 2.

Характерной особенностью рифовых сооружений является закономерное зональное расположение литологических типов пород в теле массива, которое сопровождается подобным зональным размещением фаунистических сообществ, причем смена пород и фауны происходит достаточно резко на коротких расстояниях. Эта зональность является закономерным следствием расчлененности рельефа в пределах рифового сооружения — наличием мелководного или даже выходящего выше уровня моря гребня и резким, часто очень значительным углублением моря на рифовых склонах, — которая ведет к существенным изменениям гидродинамики, освещенности и т.д. [1].

Погребенные среднедевонские одиночные рифы были детально исследованы

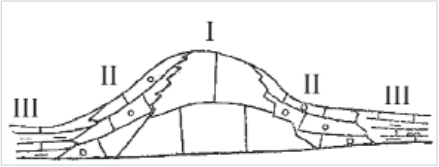


Рис. 2. Основные фациальные зоны одиночных рифов:
I — ядро рифа; II — предрифовый шлейф; III — глубоководные депрессионные фации
Fig. 2. Main facial zones of the single reefs
I – reef cast; II – prereef apron; III – deep water depression facies

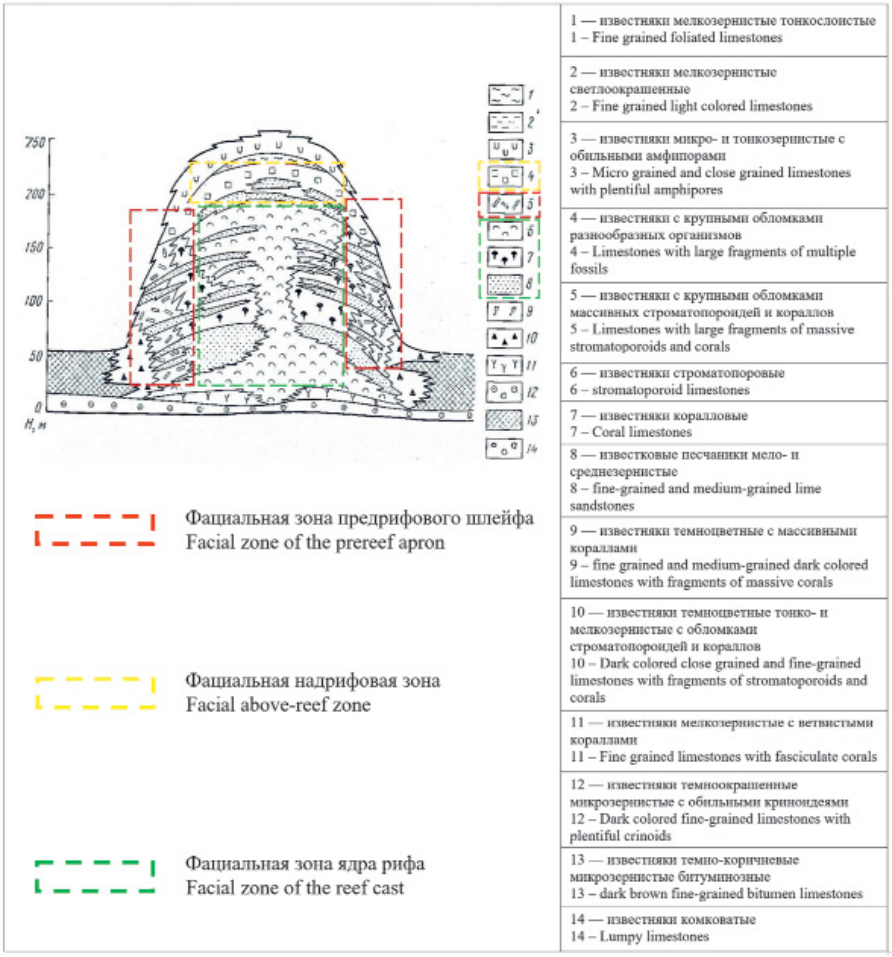


Рис. 3. Профильный разрез погребенного рифа площади Rainbow «А»
Fig. 3. Longitudinal section of the Rainbow A buried reef

на примере небольших (2,5 × 0,25 км) островершинных рифов канадской нефтегазовой площади Rainbow «А». В его строении исследователи (J. Langton и G. Chin) выделили две основных фации: ядро рифа и околорифовый шлейф. Ядро рифа сложено строматопоровыми известняками. В верхней части постройки и вокруг рифового ядра располагаются грубообломочные известковые гравелиты, состоящие из крупных фрагментов массивных строматопороидей, массивных и ветвистых кораллов и остатков брахиопод и гастропод. Далее к периферии они замещаются микротонкозернистыми известняками с кораллово-строматопоровым детритом [1]. Расположение фациальных зон погребенного одиночного рифа среднедевонского времени представлено на рисунке 3.

По мнению российских и зарубежных исследователей, у одиночных рифов ядро сложено плотными каверно-поровыми известняками, а предрифовый шлейф состоит из крупнообломочных слабосцементированных известняков с высокими коллекторскими свойствами, которые могут быть нефте- или водонасыщенными. Наличие предрифового шлейфа считается одним из основных критериев отличия биогермной постройки от одиночных рифов и их систем, имеющих еще более сложное геологическое строение.

Бурение в предрифовом шлейфе, сложенном крупнообломочными, слабосцементированными, каверно-поровыми и трещиноватыми известняками, может представлять значительную проблему из-за наличия полных и катастрофических поглощений бурового раствора в данной зоне рифового массива.

Табл. 1. Методы ликвидации поглощений в одиночном погребенном рифе
Tab. 1. Methods of the loss circulation control in the single buried reef

Рифовая зона/ стратиграфия	Усл. номер скважин	Интенсивность поглощения, м³/ч	Методы ликвидации (+/-)
Биогермное ядро/ $D_3^{mn} + D_3^{fm} + C_1^t$	4, 8	‹ 0,5	ВУС (+)
	10	‹ 16	ВУС (+)
	2р		ВУС (+)
	7		Кольматанты, ВУС, роторная КНБК, ЦМ (+)
	3, 6	› 16	Кольматанты, ВУС, роторная КНБК (+)
	1п	› 60	Кольматанты, ВУС, роторная КНБК, бурение на гидрозатворе, отсекающий пакер ПРС-195 (+). Спуск и цементирование ЭК 168 мм (+)
	5		Кольматанты, роторная КНБК, ВУС, намыв кошмы, ЦМ (+)
Предрифовый шлейф/ $D_3^{mn} + D_3^{fm} + C_1^t$	-	‹ 0,5	-
	15, 17	‹ 16	Кольматанты, ВУС, роторная КНБК (+)
	-	› 16	-
	13	› 60	Кольматанты, ВУС, роторная КНБК, ЦМ (-). Спуск и цементирование ЭК 168 мм (+)
	9		Кольматанты, ВУС, роторная КНБК, ЦБС, ЦМ, бурение на гидрозатворе, ОЛКС 216С, ВУС (+)
	11, 12, 14, 16, 18		Кольматанты, ВУС, роторная КНБК, ЦМ, бурение на гидрозатворе, ОЛКС144У, бурение на гидрозатворе (-). Спуск и цементирование хвостовика 114 мм (+)
	19, 20, 21, 22, 24, 25, 26		Кольматанты, ВУС, роторная КНБК, бурение на гидрозатворе (-). Спуск и цементирование хвостовика 114 мм (+)
Зарифовая депрессия/ $D_3^{mn} + D_3^{fm} + C_1^t$	23	‹ 0,5	нет
	-	‹ 16	-
	-	› 16	-
	-	› 60	-

Учитывая существенные геоморфологические различия между биогермами, одиночными рифами и их системами, включая береговые, барьерные и краевые рифы, в данной статье приведены результаты исследований зон поглощений в одиночных рифах депрессионной зоны ККСП на примере результатов бурения скважин на Западном куполе Южно-Орловского месторождения.

Южно-Орловское месторождение открыто в 1967 г. В 2008 г. были проведены сейсморазведочные работы по доразведке Западного поднятия данного месторождения. По данным МОГТ-3Д было установлено, что оконтуренное сейсморазведкой погребенное органогенное тело Западного поднятия Южно-Орловского месторождения имеет размеры 2,75 × 1,37 км с высокой амплитудой порядка 320 м. Продуктивные верхнефранские, фаменские и турнейские отложения, выявленные в пределах поднятия (купола), приурочены к карбонатным отложениям биогермного (рифового) тела. На основании материалов ГИС, исследований керна и результатов опробований скважин модель пустотного пространства представляется состоящей из совокупности прослоев каверно-порового коллектора, объединенных системой вертикальных трещин в единую гидродинамическую систему [4].

Ввиду недостаточной степени изученности керном Западного купола, литолого-фациальная зональность данного органогенного массива приведена по аналогии с профилем среднедевонского погребенного одиночного рифа площади Rainbow «А». Западный купол Южно-Орловского месторождения с условными номерами скважин на структурной карте и на временном разрезе crossline сейсмики МОГТ-3Д представлен на рисунке 4.

По результатам бурения на Западном куполе двух поисково-разведочных и 24 эксплуатационных наклонно-направленных скважин установлено, что в центральной части купола (ядро рифа) поглощения отсутствуют или незначительные (частичные) в семи скважинах: № 2р, 3, 4, 6, 7, 8, 10. Полные поглощения отмечены только в двух скважинах: № 1п и 5.

На периферии купола (шлейфовые зоны) полные поглощения отмечаются повсеместно в девяти скважинах: № 12, 13, 14, 19, 20, 21, 22, 24, 26. Катастрофические поглощения (статический уровень › 150 м) встречены при бурении пяти скважин на краевых частях погребенного рифа: № 9, 11, 25, 18, 16. Статический уровень при поглощении бурового раствора в скважинах № 9, 11, 25, 18, 16 составлял 241, 440, 660, 1 320, 1 370 м соответственно (по сводкам супервайзеров).

В депрессионной зоне, за пределами погребенного рифа, нагнетательная скважина № 23 пробурена без поглощений.

Распределение интенсивности поглощений в фациальных зонах рифового массива на Западном куполе Южно-Орловского месторождения при бурении 26 скважин представлено на рисунке 5.

Зоны полных и катастрофических поглощений в карбонатных отложениях $D_3^{mn} + D_3^{fm} + C_1^t$ по Западному куполу Южно-Орловского месторождения по 16 наиболее проблемным скважинам распределяются следующим образом: биогермное ядро — 12 % (2 скважины); предрифовый шлейф — 88 % (14 скважин); зарифовая (депрессионная) зона — 0 %.

Основные методы ликвидации поглощений в погребенном рифе Южно-Орловского месторождения представлены в таблице 1.

Детальный анализ зон полных и катастрофических поглощений при бурении пяти скважин на Западном куполе Южно-Орловского месторождения по разрезу профиля I-I показал, что характер и интенсивность осложнений в массиве одиночного рифа различна. Так, в центре рифового ядра в скважине № 4 интенсивность поглощения не превышала 0,4 м³/ч, что не потребовало мероприятий

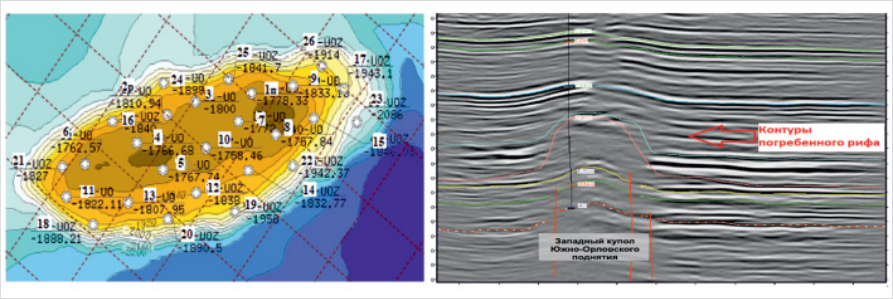


Рис. 4. Структурная карта по ОГ D3mn и временной разрез crossline Западного купола Южно-Орловского месторождения
Fig. 4. Depth structure map of the RH D3mn and time cross line of the Western dome of the Southern Orlovskoye Field

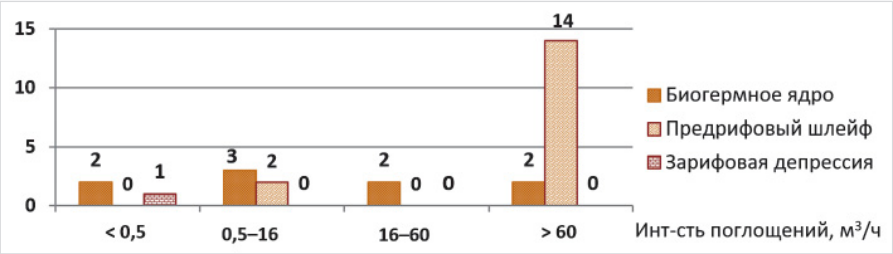
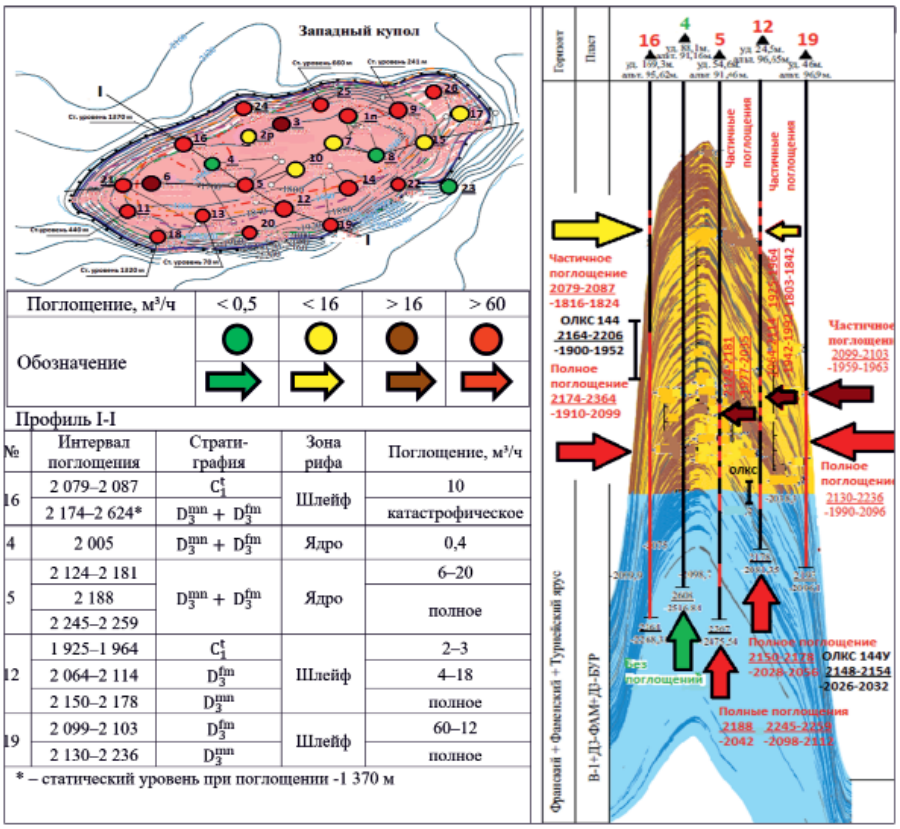


Рис. 5. Распределение интенсивности поглощений в рифовых зонах верхнефранско-турнейских отложений по 26 скважинам
Fig. 5. Loss intensity patter for the reefal zones of the Upper Frasnian Tournaisian sediments for 26 wells



Поглощение, м³/ч	< 0,5	< 16	> 16	> 60
Обозначение	●	●	●	●

Профиль I-I

№	Интервал поглощения	Стратиграфия	Зона рифа	Поглощение, м³/ч
16	2 079–2 087	C_1^t	Шлейф	10
	2 174–2 624*	$D_3^{mn} + D_3^{fm}$		катастрофическое
4	2 005	$D_3^{mn} + D_3^{fm}$	Ядро	0,4
5	2 124–2 181	$D_3^{mn} + D_3^{fm}$	Ядро	6–20
	2 188			полное
	2 245–2 259			
12	1 925–1 964	C_1^t	Шлейф	2–3
	2 064–2 114	D_3^{fm}		4–18
	2 150–2 178	D_3^{mn}		полное
19	2 099–2 103	D_3^{fm}	Шлейф	60–12
	2 130–2 236	D_3^{mn}		полное

* – статический уровень при поглощении -1 370 м

Рис. 6. Анализ зон поглощений по разрезу профиля I-I на Западном куполе Южно-Орловского месторождения
Fig. 6. Zones of loss analysis along the I-I angle stack at the Western dome of the Souther Orlovskoye Field

по ликвидации данного осложнения.

При бурении соседней скважины № 5 интенсивность поглощений составляла от 20 м³/ч до полной потери циркуляции бурового раствора. Для ликвидации зон поглощений потребовалась прокачка ВУС, установка цементного моста. Вероятно, полное поглощение в интервале 2 245–2 259 м связано с наличием обломочной зоны предрифового шлейфа, которая сформировалась в наиболее ранний период развития древнего рифа в верхнефранское время (рис. 7). В пользу данной версии свидетельствует тот факт, что глубины зон полных и катастрофических поглощений (по их кровле) уменьшаются от ядра рифа (скв. № 4) к шлейфовым зонам: скв. № 16 – 2 174 м (-1 910 м); скв. № 5 – 2 245 м (-2 098 м); скв. № 12 – 2 150м (-2 028 м), скв. № 19 – 2 130 м (-1 990 м). Это может быть связано с начальным периодом развития рифа в верхнефранское время и его дальнейшим активным ростом в фамен-турнейское время с формированием обломочных шлейфовых зон в стороны более глубоких, депрессионных участков древнего моря (рис. 4, 6, 7).

Бурение в обломочных зонах предрифовых шлейфов в скважинах № 16, 12 и 19 происходило без выхода циркуляции с полными и катастрофическими поглощениями, для ликвидации которых потребовались дополнительные изоляционные работы, включая установку на двух скважинах профильных перекрывателей ОЛКС 144 (рис. 6, 7).

В зарубежных исследованиях отмечалось, что обломочные передрифовые фации протягиваются вдоль «рифовой стены». К ядру рифа примыкает полоса рифовой осыпи, которая состоит из карбонатных обломков неправильной или полукруглой формы размером до 80 мм и более. Эти сцементированные микрозернистым кальцитом фации состоят из обломков органогенных пород ядра рифа, зарифовых известняковых песчаников и микрозернистых известняков [1]. Необходимо отметить, что на скважине № 20 при работе гидрожелонкой в условиях полного поглощения с забоя 2 205 м из контейнера извлекались обломки горной породы размером 50 × 50 мм, что дополнительно свидетельствует об обломочном характере фаций в зоне предрифового шлейфа Западного купола Южно-Орловского месторождения [5].

При проектировании строительства скважин прогнозирование возможных зон осложнений имеет важное значение для разработки технико-технологических решений. Точность прогнозирования интервалов зон поглощений и их интенсивность напрямую зависит от следующей информации:

- идентификации типа органогенной постройки: биогерм, одиночный риф, рифовая система;
- геологической и сейсмической модели органогенной постройки;
- геомеханической модели органогенной постройки, разработанной на основе закономерностей распределения литолого-фациальных зон рифового массива.

Наличие точного прогноза возможных зон поглощений и их интенсивности позволяет обеспечить выбор оптимального расположения устья, профиля, траектории и конструкции скважины, своевременно разработать эффективные мероприятия по предупреждению и ликвидации осложнений в процессе бурения.

Итоги

1. По результатам исследований доказано, что интервалы полных и катастрофических поглощений в одиночных погребенных рифах приурочены к зонам предрифового шлейфа, состоящим из обломочных карбонатов органогенной постройки.
2. Установлено, что интервалы частичных поглощений бурового раствора приурочены к карбонатным каверно-трещиноватым коллекторам надрифовой и рифовой части органогенной постройки.
3. Доказано, что незначительные поглощения (или их отсутствие) характерны для слабопроницаемых карбонатов биогермного ядра одиночного погребенного рифа.
4. Определено, что глубина залегания зон полных и катастрофических поглощений в рифовой постройке меняется и уменьшается от центра биогермного ядра к зарифовой депрессионной зоне.

Выводы

1. Знание геоморфологии органогенной постройки позволяет повысить точность прогнозирования возможных зон поглощений

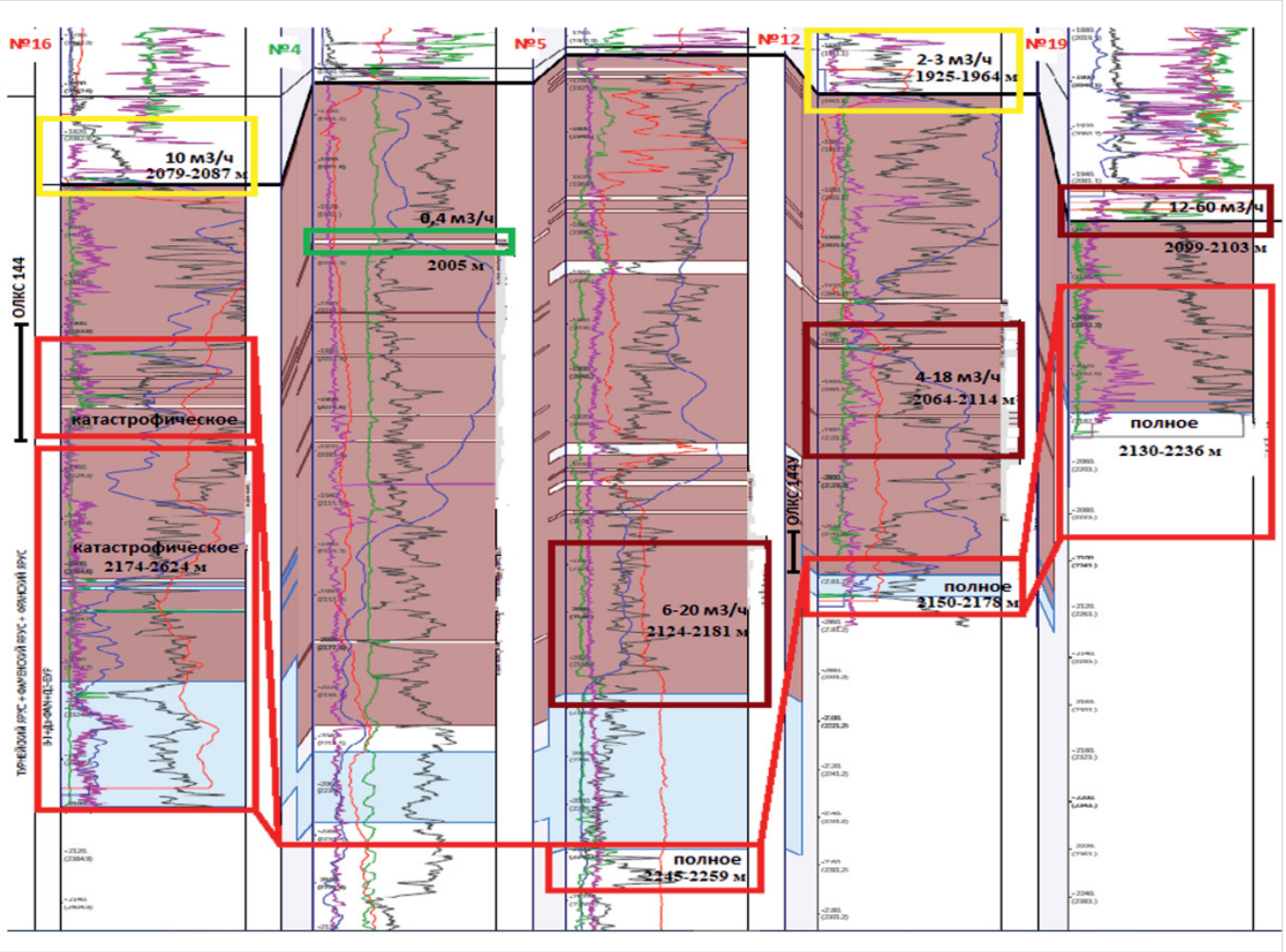


Рис. 7. Корреляционный разрез профиля I-I на Западном куполе Южно-Орловского месторождения с зонами поглощений
Fig. 7. Correlated I-I angle stack at the Western dome of the Souther Orlovskoye Field with zones of loss

и определить их интенсивность на месторождениях Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП).
2. В одиночных погребенных рифах ККСП распределение интервалов поглощений связано с литолого-фациальными зонами органогенной постройки, а именно предрифовым шлейфом и биогермным ядром.
3. Разработка геомеханической модели органогенной постройки с учетом особенностей литолого-фациальных зон рифового массива позволяет повысить эффективность прогнозирования зон поглощений при проектировании и строительстве скважин.

Литература

1. Кузнецов В.Г. Геология рифов их нефтегазоносность. М.: Недра, 1978. 304 с.
2. Василистова В.Е., Суровиков Е.Я. Верхнефранско-турнейские рифогенные формации территории Самарской области и их нефтеносность. Самара: ВОИГиРГИ, 2007.
3. Суровиков Е.Я., Василистова В.Е., Коваленко Л.Д., Семенова Е.Г., Светлова С.Ю. Карта рифогенных формаций верхнефранско-турнейского карбонатного комплекса Самарской области. Самара: ВОИГиРГИ, 2007.
4. Пересчет геологических запасов нефти и растворенного газа Южно-Орловского нефтяного месторождения Самарской области (включая Приразломное месторождение). Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2020.
5. Шиповский К.А. Отчеты по авторскому надзору за строительством скважин Южно-Орловского месторождения. Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2010–2018.
6. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е. Прогнозирование полных и катастрофических поглощений при бурении скважин на месторождениях Камско-Кинельской системы прогибов в Самарской области // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 10. С. 14–18.
7. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е. Прогнозирования и предупреждения поглощений в серпуховском ярусе при бурении скважин на месторождениях Самарской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2019. № 9. С. 35–39.
8. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д. Повышение эффективности прогнозирования зон поглощений в неогеновых и пермских отложениях на месторождениях Самарской области // Нефтяное хозяйство. 2020. № 5. С. 52–55.

ENGLISH

Results

1. The survey results proved that the intervals of no returns and extreme lost circulation in the single buried reefs are limited to the prereef apron zones consisting of fragments of the organogenic buildup carbonate rock.
2. It has been established that the intervals of the partial mud loss are limited to the carbonate cavernous-fractured reservoir of the above reef and reefal part of the organogenic buildup.
3. It has been proved that the minor loss or no loss occur within the low permeability carbonates of the bioherm single buried reef.
4. It has been determined that the depth of the no return and extreme lost circulation zones changes and decreases from the center of the bioherm cast to the backreef deep pressure sink.

Conclusions

1. The knowledge of the geomorphology of the organogenic buildup allows increasing the accuracy of forecasting of zones of loss and determining their intensity for the Kama-Kinel Trough System (KKTS) fields.
2. The distribution of the zones of loss withing the KKTS single buried reefs is related to the lithologic-facial zones of the organogenic buildup, i.e., with prereef apron and bioherm cast.
3. Developing the geomechanical model of the organogenic buildup considering the specifics of the lithologic–facial zones of the reef mass allows increasing the efficiency of forecasting the zones of loss during the engineering and construction of wells.

References

1. Kuznetsov V.G. Reef geology, and oil, and gas bearing capacity. Moscow: Nedra, 1978, 304 p. (In Russ).
2. Vasilistova V.E., Surovikov E.Ya. The Upper Frasnian Tournaisian reefogenic formations of the Samara oblast and their oil-bearing capacity. Samara: VOIGiRGI, 2007. (In Russ).
3. Surovikov E.Ya., Vasilistova V.E., Kovalenko L.D., Semenova E.G., Svetlova S.Yu. The reefogenic formation map of the Upper Frasnian Tournaisian Carbonate sequence of the Samara oblast. Samara: VOIGiRGI, 2007. (In Russ).
4. Re-estimation of in-place oil and dissolved gas volume of the Southern Orlovskoye oil field in the Samara oblast (including Prirazlomnoye field). Samara: “SamaraNIPIneft” LLC, 2020. (In Russ).
5. Shipovskiy K.A. Author Supervision Reports on the well construction at the Southern Orlovskoye feild. Samara: “SamaraNIPIneft” LLC, 2020. (In Russ).
6. Shipovskiy K.A., Koval M.E., Tsyrkova V.S. Prediction of complete and catastrophic drilling mud loss cases at the fields of Kama-Kinel system of depressions in Samara region. Neft. Gas. Novacii, 2018, issue 10, P. 14–18. (In Russ).
7. Shipovskiy K.A., Koval M.E., Tsyrkova V.S. Prediction and prevention of circulation loss in the Serpukhovian stage during wells drilling in Samara region fields. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2019, issue 9, P. 35–39. (In Russ).
8. Shipovsldy K.A., Tsirkova V.S., Koval M.E., Pilipets E.Yu., Krepostnov D.D. Improving the efficiency of prediction of lost circulation zones in the neogene and permian deposits. The case of Samara region oil fields. Oil industry, 2020, issue 5, P. 52–55. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шиповский Константин Аркадьевич, к.т.н, главный эксперт, ООО «СамараНИПИнефть»; доцент, ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия
Для контактов: shipovskiyka@samnipi.rosneft.ru

Циркова Виктория Сергеевна, начальник отдела подсчета запасов и геологического моделирования, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Коваль Максим Евгеньевич, заместитель генерального директора по инжинирингу бурения, ООО «СамараНИПИнефть», старший преподаватель ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия

Кожин Владимир Николаевич, к.т.н., генеральный директор, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Shipovskiy Konstantin Arkadievich, phd, chief expert, “SamaraNIPIneft” LLC,docent, Samara state technical university, Samara, Russia
Corresponding authors: shipovskiyka@samnipi.rosneft.ru

Tsirkova Viktoria Sergeevna, head of the department of reserves calculation and geological modeling, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Koval Maxim Evgenievich, deputy general manager for drilling engineering, “SamaraNIPIneft” LLC, lecturer, Samara state technical university, Samara, Russia

Kozhin Vladimir Nikolaevich, phd, general manager, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-40-44

УДК 622.276 | Научная статья

Целесообразность плавного запуска в работу нагнетательных скважин

Изотов А.А., Соколов С.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aaizotov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Эффективность разработки нефтяных месторождений во многом определяется текущими уровнями добычи нефти. На промысле стремление к интенсификации зачастую приводит к длительной отработке нагнетательных скважин и, как следствие, к снижению пластового давления. Попытки его восстановления за счет форсированного нагнетания воды в пласт приводят к развитию техногенной трещиноватости, которая способствует прорыву воды к добывающим скважинам. Для снижения негативного влияния процесса самопроизвольного образования трещин гидроразрыва пласта (авто-ГРП) предлагается плавный запуск в работу нагнетательных скважин путем постепенного увеличения забойного давления до проектной величины. Обоснование эффекта выполнено с применением гидродинамической модели.

Материалы и методы
Технологические расчеты вариантов разработки, снижение риска образования трещин авто-ГРП с применением гидродинамической модели на основе геолого-промыслового анализа и геомеханических зависимостей.

Ключевые слова
нагнетательная скважина, рост техногенных трещин, авто-ГРП, давление пластовое, давление разрыва, обводнение скважин

Для цитирования
Изотов А.А., Соколов С.В. Целесообразность плавного запуска в работу нагнетательных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 40–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-40-44

Поступила в редакцию: 08.02.2021

UDC 622.276 | Original Paper

The reasonability of a smooth start of injection wells

Izotov A.A., Sokolov S.V.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aaizotov@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The efficiency of oil field development is largely determined by the current levels of oil production. In the field, the desire for intensification often leads to long-term development of injection wells and, as a result, to a decrease in reservoir pressure. Attempts to restore it due to forced injection of water into the reservoir lead to the development of man-made fracturing, which contributes to the breakthrough of water to the producing wells. To reduce the negative impact of the process of spontaneous formation of hydraulic fracturing cracks, it is proposed to smoothly start the injection wells by gradually increasing the bottom-hole pressure to the design value. The effect was justified using a hydrodynamic model.

Material and methods
Technological calculations of development options, reduction of the risk of formation of cracks in hydraulic fracturing with the use of a hydrodynamic model based on geological and field analysis and geomechanical dependencies.

Keywords
injection well, growth of fractures, auto fractures, reservoir pressure, rock fracking pressure, well flooding

For citation
Izotov A.A., Sokolov S.V. The reasonability of a smooth start of injection wells. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 40–44. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-40-44

Received: 08.02.2021

Теория разрушения зародилась в конце позапрошлого века, когда перед наукой была поставлена задача — объяснить разрушение океанских лайнеров, собранных из стальных листов, соединенных друг с другом заклепками. Лайнеры разламывались на волнах трещинами, проходящими через иллюминаторы. Так было, например, с танкером “Schenectady”, который 16 января 1943 года разломился надвое, стоя в доке возле острова Сван, во время шторма (рис. 1).

Немецкий ученый Кирш, исследуя уравнения теории упругости Сен-Венана и Навье, пришел к выводу, что в стальном листе, нагруженном растягивающими усилиями, круговое отверстие служит источником концентрации напряжений. Английский исследователь, сотрудник авиационного центра А.А. Гриффитс (1893–1963), которого интересовали причины потери прочности различных материальных тел, обратил внимание на трещины, образующиеся при высверливании отверстия под иллюминаторы, по которым и происходил разрыв.

Работа Гриффитса была движима двумя противоречащими фактами: напряжение, которое необходимо приложить к стеклянной нити для ее разрушения, составляет порядка 100 МПа, а теоретическое напряжение, необходимое для разрыва межатомных связей в стекле, составляет около 10 000 МПа. Он нашел энергетический закон, которому подчиняется разрушение в твердых телах,

и вывел свою константу — удельную энергию трещинообразования.

Тысячи инженеров и ученых работали над тем, чтобы сделать тела прочнее, Гриффитс же задумался над тем, почему они разрушаются. В поисках прочности он пошел от обратного. И будучи уверенным в том, что виной разрушения являются трещины, исследовал их природу. Когда отверстия под иллюминаторы стали изготавливать штамповкой, после предварительного нагрева стального листа до пластического состояния, разрушения лайнеров прекратились.

Конечно, трещины служат причиной разрушения не только морских судов, но и многих других сооружений. Мы выбрали этот пример, имея в виду, что иллюминатор имеет форму круга, как и скважина, которая предназначена для освещения состояния пласта и образуется способом близким к высверливанию. И так же, как вокруг иллюминатора, в ее окрестности образуется много трещин, которые в дополнение к уже имеющимся в пласте ослабляют его прочность.

Микротрещины в призабойной зоне являются концентраторами напряжений, которые могут приводить при определенных условиях к негативным последствиям для разработки месторождений. При наличии трещин нагруженный материал, даже первоначально упругий, разрушается как хрупкий, со стремительным образованием и ростом трещин при соответствующем нагружении [2].

Согласно Гриффитсу, всякая трещина длиной больше критической имеет тенденцию к неограниченному росту. Критическая длина трещин определяется формулой: $L_{кр} = K / \sigma^2$, где σ — напряжение на стенках трещин; K — коэффициент, зависящий от физических свойств среды. Если стенка трещины непроницаема, то $\sigma = P_p - P_{пл}$, где P_p — давление разрыва; $P_{пл}$ — пластовое давление.

По современным представлениям развитию трещин предшествует период их скопления в кластер, и потому под $L_{кр}$ следует понимать характерный размер кластера. Таким образом, из теоретических соображений следует, что давление разрыва является возрастающей функцией пластового давления.

Об этом же говорит опыт проведения ГРП (гидроразрыва пласта) в нефтенасыщенных пластах. Выведем соответствующую аналитическую зависимость, положив в основу формулу, установленную академиком А.Н. Динником [3], связывающую боковое давление в шахте ($P_б$) с горным ($P_г$), через коэффициент Пуассона (ν):

$$P_б = \frac{\nu}{1-\nu} P_г . \qquad (1)$$

Формула (1) справедлива для сплошных тел, в которых имеется вертикальная полость типа шахты. Если порода насыщена жидкостью с пластовым давлением ($P_{пл}$), то следует принять его ослабляющее воздействие во все стороны и записать формулу Динника в виде:

$$P_б = \frac{\nu}{1-\nu} P_г + (1 - \frac{\nu}{1-\nu}) P_{пл}. \qquad (2)$$

Давление разрыва должно быть не менее бокового давления $P_p \geq P_б$, поэтому нижняя граница (P_p) определяется аналогичной формулой, которая получена Итоном [4] другим способом. Таким образом, давление разрыва растет с увеличением пластового давления и уменьшается при его снижении, что хорошо известно из практики.

Практический опыт послужил основанием Ю.П. Желтову сформулировать положение, что разрывная деформация разрабатываемого пласта определяется не величиной горного давления, а разностью между давлением нагнетания и пластовым, которое при разработке значительно снижается [5].

Преобразование формулы (1), пригодной для оценки снизу давления разрыва в монолитных сплошных породах к формуле (2), неявно предполагает, что давление жидкости в трещине такое же, как в ее окрестности, что возможно в случае фильтрующейся жидкости, и только тогда давление разрыва снижается и определяется формулой (2). Этот вывод иллюстрируется рисунком 2, заимствованным из работы [6].

Из практики проведения ГРП известно (рис. 3), что давление нагнетания геля снижается после предварительной закачки в пласт маловязкой жидкости. Маловязкая жидкость создает в пласте трещины, концентрирующие напряжения, и тем самым облегчает его разрыв при закачке геля.

На этом основании в работе [7] считается целесообразным проведение ГРП с использованием воды вместо геля. На нескольких скважинах месторождения Оакхилл был проведен ГРП на воде, при этом рост эффективного давления почти не наблюдается. Развитие трещины происходит легче и при меньших давлениях с использованием маловязкой жидкости. При использовании геля

Рис. 1. Танкер "Schenectady" после развала на две части [1]
Fig. 1. "Schenectady" tanker after breaking into two parts [1]

в традиционной технологии рост давления отмечается в основном в призабойной зоне из-за больших фильтрационных сопротивлений.

На рисунке 4 приведена зависимость давления разрыва от пластового давления для объекта Ю ряда месторождений Западной Сибири [8, 9], которая демонстрирует факт: при снижении пластового давления давление разрыва снижается.

Однако в большинстве случаев на месторождениях данного региона этот факт при организации закачки воды не учитывается. Распространенная практика предварительной отработки нагнетательной скважины приводит к снижению пластового давления в ее окрестности. Не трудно посчитать, например, для объекта, залегающего на глубине 2 500 м, при проектном давлении на устье 14 МПа величина забойного давления при переводе такой скважины под закачку составит 39 МПа (без учета потерь на трение).

Из промыслового опыта хорошо известен факт роста коэффициента продуктивности скважин при переводе их из добычи под нагнетание [10]. Примером могут служить скважины объекта БП11 нефтегазового месторождения Пуровского района. Различие между коэффициентами приемистости и продуктивности составляет около 7 раз (рис. 5).

По нашему мнению, такой рост продуктивности не может быть вызван ничем иным кроме трещинообразования в призабойной зоне нагнетательной скважины. Такое увеличение продуктивности зачастую позитивно воспринимается на промысле, так как позволяет быстрее повысить компенсацию и не заниматься очисткой воды. Однако,

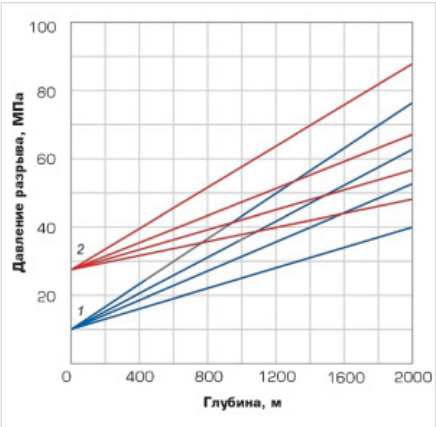


Рис. 2. Давление разрыва пород для воды (1) и геля (2)
Fig. 2. Rock fracking pressure for water (1) and gel (2)

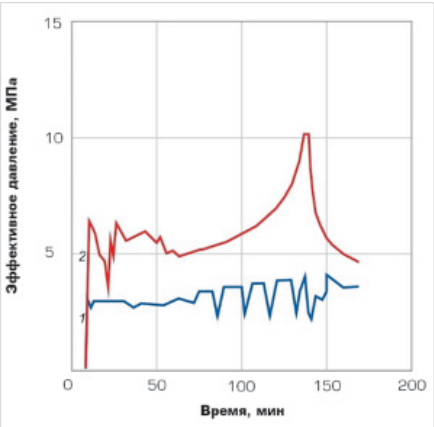


Рис. 3. Эффективное давление для ГРП на воде (1) и на геле (2)
Fig. 3. Effective pressure for hydraulic fracturing on water (1) and on gel (2)

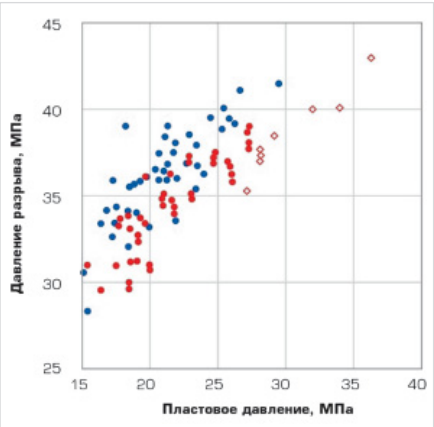


Рис. 4. Оценка давления разрыва пород
Fig. 4. Estimation of rock fracture pressure

к сожалению, сложившийся опыт разработки показал, что при снижении проницаемости длина образующихся трещин выше. А закачка воды с механическими примесями приводит к их постепенному удлинению. Это становится причиной преждевременного обводнения добывающих скважин.

В качестве примера (рис. 6) приведем результаты организации очаговой закачки при разработке верхнеюрских отложений Хохряковской группы месторождений Западной Сибири [11].

Для поддержания отборов был организован перевод под закачку малопродуктивных скважин в центре двух блоков внутри зоны пониженного давления. Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет порядка 300 м, скважины стимулированы ГРП.

Для анализа эффективности были выбраны четыре нагнетательные и окружающие их добывающие скважины. Среднемесячная добыча нефти по участку 1 до организации заводнения составляла 7,8 тыс. т, по участку 2–5,8 тыс. т. Обводненность до очагового заводнения по участкам составляла 10 и 13 % соответственно. Построена динамика технологических показателей до и после реализации заводнения (рис. 7).

Организация закачки воды привела к увеличению пластового давления, а вследствие этого к росту отборов по нефти и жидкости. На участке 1 устьевое давление поддерживалось на уровне 15 МПа, что превышает давление авто-ГРП. На момент анализа было отобрано 42,1 тыс. т нефти (7 тыс. т/скв.) при средней обводненности продукции 75 %. Причиной роста обводненности стал прорыв закачиваемой воды, что подтверждено проведенными трассерными исследованиями.

На участке 2 закачка велась при давлении нагнетания ниже авто-ГРП. На момент анализа дополнительная добыча нефти составила 121,1 тыс. т (17,3 тыс. т/скв.) при обводненности 57 %. Отметим, что временное повышение давления нагнетания до 12,3 МПа привело к резкому росту обводненности с 23 до 46 %.

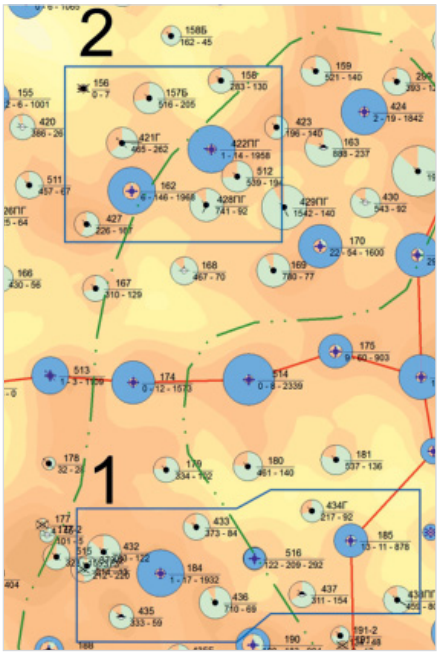


Рис. 6. Выкопировка карты накопленных отборов по участкам 1 и 2
Fig. 6. Copy of the map of accumulated oil and water production, for sections 1 and 2

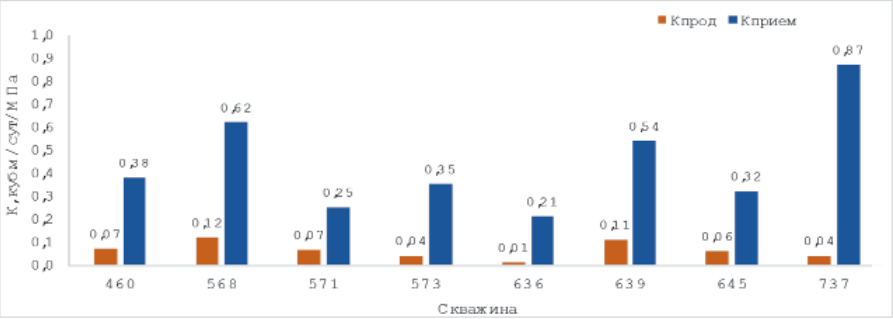


Рис. 5. Пример изменения продуктивности скважин при переводе под нагнетание
Fig. 5. Example of changes in the productivity of wells when transferred to injection

Негативное влияние повышенного давления нагнетания на эффективность очаговых скважин описано также в работе [12]. Часто наблюдается быстрое обводнение соседних скважин и рост добычи жидкости преимущественно за счет добычи воды. Причиной этого является образование сквозных ориентированных трещин при закачке воды с давлением на забое выше давления разрыва горных пород.

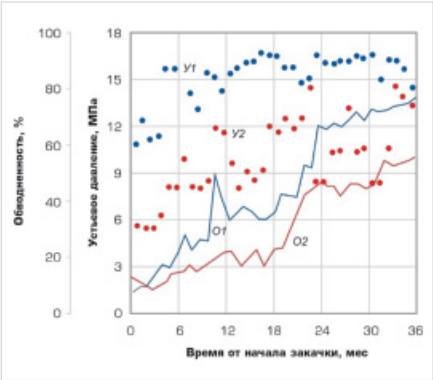
Можно сделать предположение, что ограничение величины забойного давления при закачке воды ниже давления разрыва породы позволит снизить риски образования трещин авто-ГРП и преждевременного обводнения. Идея метода состоит в постепенном повышении давления в окрестности нагнетательной скважины закачкой воды при контроле забойного давления величиной давления разрыва. Это повысит величину давления разрыва и даст возможность дальнейшего увеличения репрессии. Результатом данного итеративного процесса станет плавный выход на проектное забойное давление.

Очевидно, что при таком подходе объем закачанной воды должен быть меньше, чем при закачке без ограничения. В свою очередь, это может привести к снижению темпа восстановления пластового давления и снижению отборов нефти.

С целью оценки технологических параметров была использована гидродинамическая модель с фактическими кустами объекта Ю1 месторождения Хохряковской группы (рис. 8).

Объект имеет проницаемость порядка 3–5 мД при средней нефтенасыщенной толщине в рассматриваемой зоне 23 м. Запроектирована рядная система разработки на основе горизонтальных добывающих скважин с длиной ствола 1 000 м и 8–12 операциями МГРП (многостадийного гидроразрыва пласта). Нагнетание воды ведется в наклонно-направленные скважины с большеобъемным ГРП. Расстояние между рядами 400 м. Ввод в эксплуатацию скважин соответствует реальному ковру бурения. Нагнетательные скважины отрабатывались 6 месяцев в качестве добывающих в соответствии с проектным вариантом, после чего переводились под закачку. Всего на участке 71 добывающая и 65 нагнетательных скважин, для учета краевых эффектов оценивался участок из 12 добывающих и 21 нагнетательной скважины.

Было рассчитано три варианта разработки. В первом варианте нагнетательные скважины после отработки сразу запускались на проектных забойных давлениях нагнетания 46 МПа. В этом варианте явление авто-ГРП при расчете не учитывалось. Вариант два отличается от первого учетом авто-ГРП в нагнетательных скважинах. В варианте три была выполнена оценка давления разрыва пород в зависимости от текущей величины пластового давления. Параметры для расчета взяты из отчетов операций гидроразрыва пласта, зависимость была задана в качестве граничного условия для забойного давления нагнетания. Таким образом, в варианте три нагнетательные скважины плавно выводились на проектное забойное давление 460 атм. Рисунок 9 поясняет реализуемый



О1, О2 — обводненность;
У1, У2 — устьевое давление по участкам 1 и 2 соответственно;
О1, О2 – water cut; Y1, Y2 – wellhead pressure in sections 1 and 2, respectively

Рис. 7. Показатели работы скважин
Fig. 7. Well performance indicators

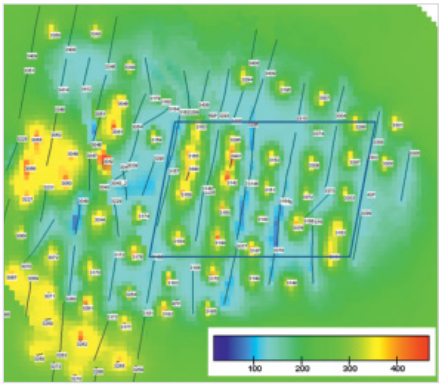


Рис. 8. Схема расположения скважин и рассматриваемого участка на карте пластового давления
Fig. 8. Diagram of the location of wells and the area under consideration on the reservoir pressure map

принцип плавного вывода на режим на примере сопоставления вариантов 1 и 3. На промысле такое управление режимом без труда может быть реализовано сменой штуцеров.

Сопоставление вариантов разработки по накопленной добыче нефти приведено на рисунке 10.

Длительность периода плавного вывода нагнетательной скважины на проектный режим зависит от проницаемости пород. В рассматриваемом примере на это требуется 6–8 месяцев.

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

1. ограничение забойного давления при выводе на режим нагнетательных скважин варианта 3 в первый год снижает объем закачки воды на 17 % относительно варианта 1. За пять лет накопленная закачка воды в варианте 3 на 6,5 % ниже, чем в варианте 1, что оказывает влияние на величину накопленной добычи нефти;
2. накопленная добыча нефти в варианте 3 меньше на 1 % за два года, чем в варианте 1, а за пять лет на 4 % (70 тыс. т) по всем скважинам участка (менее 1 тыс. т/скв.);
3. с учетом авто-ГРП в варианте 2 расчетная добыча нефти за 5 лет ниже на 29 %, чем в варианте 1, за счет ухудшения характеристики вытеснения. При обводнении добывающей скважины сквозной трещиной происходит частичное блокирование выработки подвижных запасов в ее окрестности.

Таким образом, предложенный способ плавного вывода нагнетательной скважины на проектное забойное давление целесообразен в качестве мероприятия по снижению рисков образования техногенных трещин при формировании системы ППД. Особенно это актуально для пластов — коллекторов с низкой проницаемостью.

Рациональное отношение к применению заводнения, по нашему мнению, является одним из ключевых элементов повышения эффективности разработки.

Итоги

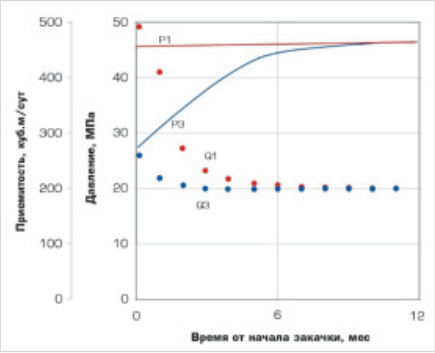
В работе даны выводы, представлены теоретические и практические подтверждения эффекта плавного достижения в скважине проектного забойного давления при закачке воды. Это снижает риск самопроизвольного разрыва продуктивного пласта и быстрого обводнения добывающих скважин.

Выводы

1. Разрывная деформация пласта определяется разностью между давлением нагнетания фильтрующей жидкости и пластовым давлением. При разработке пластовое давление снижается, а вместе с ним и давление разрыва пласта.
2. Неучет данного обстоятельства при отработке нагнетательных скважин и последующем их переводе под закачку, организации очагового заводнения несет риски образования техногенных трещин и обводнения окружающих добывающих скважин даже при наличии в зоне их дренирования извлекаемых запасов нефти.
3. В зонах пониженного отборами жидкости пластового давления целесообразен плавный вывод нагнетательных скважин на проектное забойное давление.

Литература

1. Szata M., Lesiuk G. A new method of constructing the kinetic fatigue fracture diagrams — crack propagation equation based on energy approach. FME Transactions, 2008, issue 36, P. 75–80. (In Eng).
2. Griffith A.A. The phenomena of rupture and flow in solids. Philosophical Transactions of the Royal Society, 1921, Vol. 221, P. 163–198. (In Eng).
3. Динник А.Н. Статьи по горному делу. М.: Углетехиздат, 1957. 195 с.
4. Eaton B.A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Journal of petroleum technology, 1969, issue 21, P. 1353–1360. (In Eng).
5. Желтов Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Известия Академии наук СССР. Отделение технических наук. 1955. № 5. С. 3–41.
6. Кузнецов Д.С. Механика горных пород и ее приложение к ГРП, учебный курс. Томский университет. 2006.
7. Walker R.N., Hunter J.L., Brake A.C., Fagin P.A., Steinsberger N. Proppants, we still don't need no proppants – a perspective of several operators. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, New Orleans, 1998, 27–30 September. (In Eng).
8. Главнов Н.Г., Квеско Б.Б. Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 1. С. 162–166.
9. Ridel A.A., Margarit A.S., Garfoullina R.A., Mazhar V.A., Almukhametov M.A., Petrov I.A. Improving the efficiency of oil and gas field development by optimizing the operation of injection wells. SPE Russian oil and gas exploration and production technical conference and exhibition, Moscow, 2012, 16–18 October, P. 2340–2353. (In Russ).
10. Батурин Ю.Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Разработка месторождений. Тюмень: ТИУ, 2016. Кн. 2. 205 с.
11. Леванов А.Н., Медведский Р.И., Ручкин А.А. Развитие технологий разработки юрских отложений месторождений Западной Сибири. Тюмень: Вектор Бук, 2010. 300 с.
12. Ягафаров А.К., Клещенко И.И., Коротенко В.А., Попов И.П., Попова Ж.С., Ваганов Ю.В., Кузнецов Н.П., Ручкин А.А. Геолого-промысловые и технологические аспекты разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень: ТИУ, 2017. 268 с.



P1, Q1 — забойное давление и приемистость в варианте 1;
P3, Q3 — забойное давление и приемистость в варианте 3;
P1, Q1 – downhole pressure and injection rate in option 1;
P3, Q3 – downhole pressure and injection rate in option 3

Рис. 9. Пример режима работы типовой нагнетательной скважины
Fig. 9. Example of the operating mode of a typical injection well

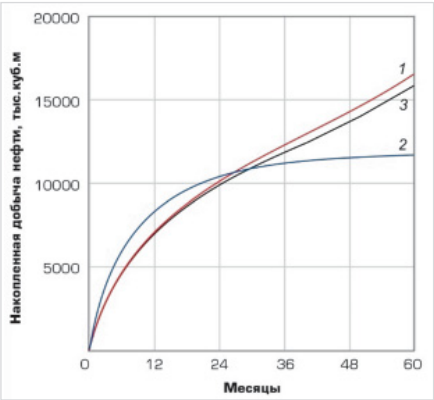


Рис. 10. Сопоставление результатов расчета вариантов разработки по накопленной добыче нефти
Fig. 10. Comparison of the results of the calculation of options

ENGLISH

Results

The paper presents conclusions, theoretical and practical confirmations of the effect of smooth achievement of the design downhole pressure in the well during water injection. This reduces the risk of spontaneous rupture of the productive stratum and quick watering of producing wells.

Conclusions

1. Fracturing is determined by the difference between the injection pressure of the filter fluid and the reservoir pressure. During development, the reservoir pressure is reduced, which reduces the amount of fracturing pressure.
2. Failure to take this circumstance into account when working out injection wells and then transferring them to injection, organizing focal flooding, carries the risks of formation of man-made cracks and flooding of the surrounding production wells, even if there are recoverable oil reserves in the drainage zone.
3. In areas where the reservoir pressure is reduced by fluid sampling, it is advisable to gradually bring the injection wells to the design bottom-hole pressure.

References

1. Szata M., Lesiuk G. A new method of constructing the kinetic fatigue fracture diagrams – crack propagation equation based on energy approach. FME Transactions, 2008, issue 36, P. 75–80. (In Eng).
2. Griffith A.A. The phenomena of rupture and flow in solids. Philosophical Transactions of the Royal Society, 1921, Vol. 221, P. 163–198. (In Eng).
3. Dinnik A.N. Articles on mining. Moscow: Ugletekhizdat, 1957, 195 p. (In Russ).
4. Eaton B.A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Journal of petroleum technology, 1969, issue 21, P. 1353–1360. (In Eng).
5. Zheltov Yu.P. On hydraulic fracturing of the oil-bearing layer. Khristianovich Izvestiya Akademii nauk SSSR. Department of Technical Sciences, 1955, issue 5, P. 3–41. (In Russ).
6. Kuznetsov D.S. Rock mechanics and its application to hydraulic fracturing, training course. Tomsk State University, 2006. (In Russ).
7. Walker R.N., Hunter J.L., Brake A.C., Fagin P.A., Steinsberger N. Proppants, we still don't need no proppants – a perspective of several operators. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, New Orleans, 1998, 27–30 September. (In Eng).
8. Glavnov N.G., Kvesco B.B. Analysis of the development of technogenic cracks in the injection wells of the Krapivinsky field. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2011, Vol. 319, issue 1, P. 162–166. (In Russ).
9. Ridel A.A., Margarit A.S., Garfoullina R.A., Mazhar V.A., Almukhametov M.A., Petrov I.A. Improving the efficiency of oil and gas field development by optimizing the operation of injection wells. SPE Russian oil and gas exploration and production technical conference and exhibition, Moscow, 2012, 16–18 October, P. 2340–2353. (In Russ).
10. Baturin Yu.E. Design and development of oil and gas and oil fields in Western Siberia. Field development. Tyumen: TYUIU, 2016, book 2, 205 p. (In Russ).
11. Levanov A.N., Medvedsky R.I., Ruchkin A.A. Development of technologies for the development of Jurassic deposits in Western Siberia. Tyumen: Vektor Buk, 2010, 300 p. (In Russ).
12. Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Korotenko V.A., Popov I.P., Popova Zh.S., Vaganov Yu.V., Kuznetsov N.P., Ruchkin A.A. Geological and technological aspects of the development of oil fields in Western Siberia. Tyumen: TYUIU, 2017, 268 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Изотов Алексей Александрович, руководитель проектного офиса, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aaizotov@tnnc.rosneft.ru

Соколов Сергей Викторович, к.т.н, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Izotov Alexey Aleksandrovich, head of business development of "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aaizotov@tnnc.rosneft.ru

Sokolov Sergey Viktorovich, ph.d., senior expert of "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

INTECHNOL

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ
7-11 ИЮНЯ 2021, ЯЛТА КРЫМ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА,
РЕМОНТ И БУРЕНИЕ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
6-10 СЕНТЯБРЯ 2021, ЯЛТА КРЫМ

+7 3452 520-958
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-45-48

УДК 622.276 | Научная статья

Применение технологии пенокислотного воздействия на карбонатных коллекторах башкирского объекта в условиях Волго-Уральского региона

Полозов М.Б.[1], **Мохначева М.Э.**[2], **Борхович С.Ю.**[1]
[1]Удмуртский государственный университет, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Ижевск, Россия, [2]Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
michael999@inbox.ru

Аннотация
Вопросы интенсификации притока из карбонатных коллекторов, а также увеличение коэффициента нефтеизвлечения являются одними из актуальных. При классических многократных кислотных обработках соляная кислота проникает в одни и те же высокопроницаемые интервалы призабойной зоны пласта (ПЗП), снижается охват пласта воздействием. Таким образом, одной из важнейших задач нефтедобычи является повышение эффективности кислотных обработок скважин. Проблема становится более актуальной в связи с тем, что в настоящее время большинство крупных месторождений России находится на поздней стадии разработки, работа залежи осуществляется на пониженных пластовых давлениях, а коллектор сам по себе неоднороден. В статье рассмотрены вопросы использования пенокислотной обработки пласта для увеличения нефтедобычи на месторождениях Волго-Уральского региона.

Материалы и методы
На основе анализа практического материала опробование метода пенокислотного воздействия в условиях разрабатываемых месторождений на территории Удмуртской Республики.

Ключевые слова
кислотная обработка, пенокислота, отклонение кислоты, повышение эффективности повторных ОПЗ, карбонатный коллектор

Для цитирования
Полозов М.Б., Мохначева М.Э., Борхович С.Ю. Применение технологии пенокислотного воздействия на карбонатных коллекторах башкирского объекта в условиях Волго-Уральского региона // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 45–48.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-45-48

Поступила в редакцию: 30.09.2020

UDC 622.276 | Original paper

Application of the technology of foam acid treatment on carbonate reservoirs of the Bashkir object in the conditions of the Volga-Ural region

Polozov M.B.[1], **Mokhnacheva M.E.**[2], **Borkhovich S.Yu.**[1]
[1]Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia, [2]Tyumen State University, Tyumen, Russia
michael999@inbox.ru

Abstract
The issues of stimulating the inflow from carbonate reservoirs, as well as increasing the oil recovery factor are among the most relevant. With classical multiple acid treatments, hydrochloric acid penetrates into the same high-permeability intervals of the bottomhole formation zone (BHZ), and the coverage of the formation by impact decreases. Thus, one of the most important tasks of oil production is to increase the efficiency of acidizing wells. The problem becomes most urgent due to the fact that at present most of the large fields in Russia are at a late stage of development, the work of the deposit is carried out at reduced reservoir pressures, and the reservoir itself is heterogeneous. The article deals with the use of foam-acid treatment of the formation to increase oil production at the fields of the Volga-Ural region.

Materials and methods
Based on the analysis of practical material, the testing of the method of foam acid exposure in the conditions of developed fields in the territory of the Udmurt Republic.

Keywords
acid treatment, foam acid, acid deviation, increased efficiency of repeated BHT, carbonate reservoir

For citation
Polozov M.B., Mokhnacheva M.E., Borkhovich S.Yu. Application of the technology of foam acid treatment on carbonate reservoirs of the Bashkir object in the conditions of the Volga-Ural region. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 45–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-45-48

Received: 30.09.2020

Большая часть остаточных запасов Волго-Уральского региона, в частности Удмуртии, располагается в карбонатных коллекторах. Геология рассматриваемого башкирского объекта характеризуется высокой макронеоднородностью, пласты относятся к среднепроницаемым. Ниже представлена сравнительная таблица геолого-физической характеристики продуктивных пластов башкирского яруса месторождений Самарской области и Удмуртской Республики [1–3].

В целом, несмотря на разницу в географическом положении, отмечаем сходство геолого-технических условий пластов по пористости и проницаемости. Расчлененность коллектора, наиболее промытые зоны пластов, большой объем неперфорированных зон, ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства снижают эффективность солянокислотных обработок. Модификация методов кислотного воздействия — залог грамотной разработки месторождения на последних стадиях.

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика пластов башкирского яруса
Tab. 1. Geological and physical characteristics of the Bashkirian strata

	Удмуртская Республика	Самарская область
Средняя глубина залегания, м	1 268	1 467
Толщина пласта общая/нефтенасыщенная, м	53,2/12	12/4,7
Начальное пластовое давление, атм	125	155
Текущее пластовое давление, атм	129	114
Пористость, %	16	17,4
Проницаемость, мД	37	32
Объемный коэффициент нефти	1,052	1,100
Давление насыщения, атм	92	56
Газовый фактор, м^3/т	20,86	42
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	893–896	830
Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз	13,27	8,68
Пластовая температура, °С	29,8	35

Сущность технологии азотно-пенокислотного воздействия

Суть технологии заключается во временном закупоривании высокопроницаемых зон, таким образом, в разработку вовлекаются продуктивные пласты с пониженной проницаемостью. В скважину закачивается аэрированное поверхностно-активное вещество (ПАВ), а уже после — кислота с пенообразователем. Преимущества технологии следующие [4]:

- пенный отклонитель формируется непосредственно в призабойной зоне;
- реагирование с породой в сравнении со стандартной обработкой соляной кислотой увеличивается на 45 % и достигает порядка 95 %, время эффективного воздействия — до 20 часов благодаря ингибиторным свойствам азота, долгое время подавляющим процессы окисления;
- легкое извлечение продуктов реакции из обрабатываемой скважины (в том числе твердых кольматантов), сокращение времени освоения;
- значительное увеличение охвата пласта воздействием за счет повышения вязкости пенокислоты, обработка не способствует дополнительному вымыву каверны в интервале перфорации, а имеет глубокое проникающее действие в пласт, как следствие — длительный эффект.

Однако пены, как и другие дисперсные системы, являются термодинамически неустойчивыми. Их образование сопровождается увеличением свободной энергии. Избыточная энергия вызывает самопроизвольные процессы, которые ведут к уменьшению дисперсности и разрушению ее как дисперсной системы [5].

На стабильность пены влияют тип и концентрация ПАВ, энергия смешивания, качество пены (чем меньше средний размер у пузырьков, тем большую вязкость она имеет; такая же зависимость для однородности их размера). Успешность технологии — правильное газосодержание пены (степень аэрации) и скорость ее закачки. Наиболее интенсивно нейтрализация кислоты происходит при малых степенях аэрации. При росте степени аэрации снижается скорость нейтрализации кислоты, вследствие чего радиус проникновения ее в активном состоянии увеличивается.

Как правило, применяют следующие ПАВ: сульфанолы, ДС-РАС, ОП-10, ОП-7, катапин-А, дисольван и другие. Оптимальные по замедлению реакции добавки ПАВ к раствору кислоты составляют от 0,1 до 0,5 % от объема раствора. Так, для снижения коррозионного действия кислотной пены до уровня коррозионной активности обычной 15–25 %-й кислоты рекомендуют использовать катапин-А в количестве 0,1 % [6, 7].

На успешность (в среднем 50 %) и эффективность обработок (от 100–200 до 600–800 т/скв.) влияют:

- геолого-технические факторы (выбор скважины-кандидата, пористость коллектора, тип коллектора, глинистость и т.д.);
- технические и технологические особенности (объемы закачиваемых кислотных реагентов, пенообразующих композиций, кратность пены, степень аэрации, рецептура состава, репрессии на пласт, закачка отклонителей, чередование порционных закачек пены и кислоты) [8].

Выбор скважин-кандидатов для воздействия

Выбор скважин-кандидатов осуществлялся по следующим критериям, которые свидетельствуют о целесообразности обработки [9]:

- некачественно выполненное крепление в зоне фильтра;
- слоистый пласт;
- открытый ствол скважины;

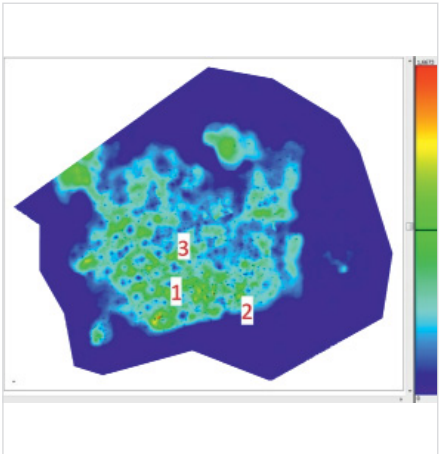


Рис. 1. Карта подвижных запасов башкирского объекта
Fig. 1. Map of mobile reserves of the Bashkir object

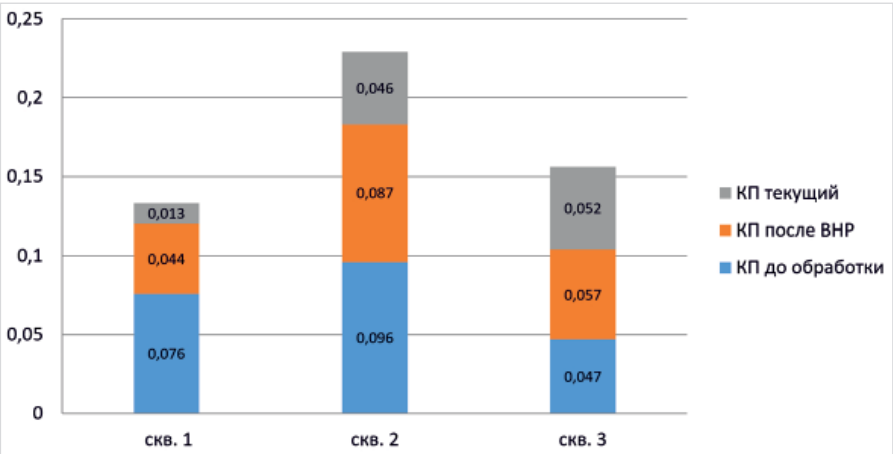


Рис. 2. Распределение коэффициента продуктивности для скважин 1, 2 и 3
Fig. 2. Distribution of the productivity index for wells 1, 2 and 3

- высокоплотная перфорация колонны;
- трещинный тип коллектора;
- высокое содержание воды в продукции скважины;
- эффективная мощность не менее 10 м.

Для воздействия были выбраны скважины под номерами 1, 2 и 3 соответственно. На карте подвижных запасов нефти они располагаются в областях, где плотность подвижных запасов варьируется в диапазоне 0,6–1,4 т/м² (рис. 1). Значения по пластовому давлению варьируются в пределах 120–130 атмосфер.

Проведено сравнение нормализованных коэффициентов продуктивности (КП) на скважинах: до солянокислотных обработок, после выхода на режим (ВНР) и текущие значения по техническому режиму спустя полгода (рис. 2).

Как видно на графиках, КП до обработки соляной кислотой на первых двух скважинах значительно превышает КП после выхода скважин на режим и текущего КП. Таким образом, в ходе проведения солянокислотной обработки мы не получаем дополнительную добычу от воздействия на пласт.

Табл. 2. Успешность технологии в Самарской и Оренбургской областях
Tab. 2. The success of the technology in the Samara and Orenburg regions

	Самарская область	Оренбургская область
Нормализованный коэффициент продуктивности	увеличился на 38 %	увеличился в 4,4 раза
Прирост дебита нефти	+58,6 % накопленной добычи за полгода	48 т/на скв.*

* Данные по Оренбургским месторождениям в статье описываются по пласту Д5, были взяты за основу для повсеместного внедрения технологии, в т.ч. на башкирских пластах [1, 10]

Табл. 3. Обводненность скважин при осуществлении СКО и пенного воздействия в Удмуртской Республике
Tab. 3. Water cut of wells during the implementation of DIS and foam treatment in the Udmurt Republic

№	Начальная обводненность до ГТМ	СКО		СКО с пенным воздействием	
		ВНР	Текущая	ВНР	Текущая
1	94	95	98	97	95
2	91	91	95	94	91
3	91	92	90	93	90

Табл. 4. Результаты по скважинам Удмуртской Республики
Tab. 4. Results for wells in the Udmurt Republic

№	Параметры до обработки		Параметры после обработки пенным воздействием	
	Qн	Qж	Qн	Qж
1	1,2	69	5,7	87,5
2	4,6	103	9,1	121,5
3	3,3	37	7,8	56,5

Анализ эффективности азотно-пенного воздействия, применяемого в Волго-Уральском регионе

В Оренбургской области использование пен оказалось самым надежным методом отклонения в условиях истощенных пластов с многократными обработками и возрастающей обводненностью. И уже с 2011 г. большинство матричных кислотных обработок перешли в отклонение на пенной основе [10].

На месторождениях Самарской области в 2016 г. в рамках опытно-промышленных работ (ОПР) была проведена технология пенной обработки. Компания Schlumberger использует стабильный агент для формирования азотной пены 65 % качеством на забое. После проведения обработок пена распадается на жидкость и азот, тем самым улучшая отработку скважины. Несмотря на высокую степень выработки месторождений, нормализованный коэффициент продуктивности был увеличен на 69 % в сравнении с другими методами интенсификации притока. Дебит скважин после ВНР увеличился дважды, при этом обводненность составила 46,5 %, что незначительно выше обводненности по кислотному гидроразрыву пласта (КГРП) или солянокислотной обработке (СКО).

Итоги

Данная технология доказывает эффективность воздействия на карбонатные коллекторы в сравнении с обычными СКО на территории Волго-Уральского региона, улучшая качество обработок призабойной зоны, проводимых на месторождениях.

Выводы

1. Использование пен является оптимальным способом при воздействии на коллекторы, ранее подвергавшиеся многократным солянокислотным обработкам.

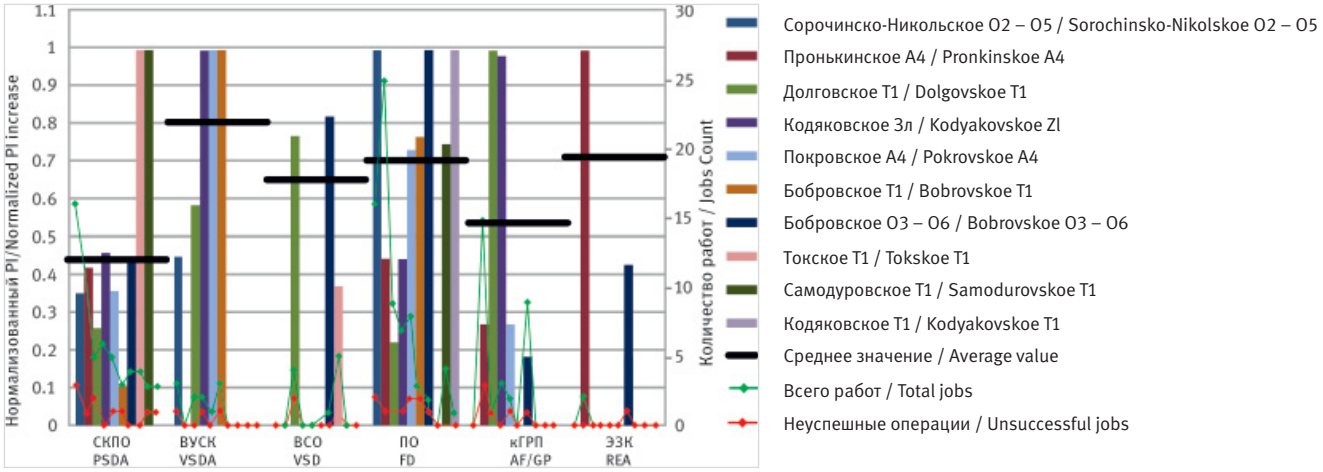


Рис. 3. Средние результаты кислотной обработки (КО) в «старых» скважинах для месторождений Оренбургской области, где чаще всего проводилась стимуляция [10]
Fig. 3. Average CR results in "old" wells for fields in the Orenburg region, where stimulation was most often carried out [10]

2. СКО с пенным воздействием способствует повышению уровня добываемой жидкости, наряду с повышением уровня добываемой нефти, при этом происходит снижение текущего уровня обводненности.

Литература

1. Летичевский А., Никитин А., Парфенов А., Макаренко В., Лавров И., Рукан Г., Овсянников Д., Нуриахметов Р., Громовенко А. Азотно-пенная кислотная обработка — ключ к повышению нефтеотдачи карбонатных пластов на истощенных месторождениях Самарской области. Москва. Российская нефтегазовая конференция SPE, 2017. 16–18 октября.
2. Дополнение к технологическому проекту разработки Чутырско-Киенгопского газонефтяного месторождения Удмуртской Республики. ОАО «Удмуртнефть». ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», 2019. Т. 1. Кн. 1. 420 с.
3. Днистрянский В.И., Мокшаев А.Н., Богатырев О.М., Ильгильдин Р.Ф., Каюмов Р.Э., Лобов М.А., Бурдин К.В. Комплексный подход к интенсификации добычи газа из низкотемпературного неоднородного карбонатного коллектора с применением ГНКТ // Время колтюбинга. Время ГРП. 2011. № 6. С. 36–41.
4. Устойчивость пен. URL: https://rospena.ru/stati/article_post/ustoychivost–peny
5. Пантелеев В.Г., Лозин Е.В., Скороход А.Г., Приросты коэффициента вытеснения нефти из песчаных и карбонатных коллекторов для различных по размеру оторочек пены. Уфа. Труды БашНИПИнефть, 1990. С. 71–79.
6. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974. 704 с.
7. Дмитриева А.Ю., Залитова М.В., Шайхиев И.Г. Экологические аспекты в технологии интенсификации добычи нефти путем направленной пенокислотной обработки // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т. 18. № 22. С. 158–161.
8. Ефимов О.Д., Рахматуллина Ю.Ш., Валиев М.Ф., Черевиченко Д.С., Хасанова Л.Н. Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ) // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7. С. 48–50.
9. Каюмов Р., Конченко А., Клюбин А., Леванюк О., Бурдин К., Чикин А., Никульшин Е. Комплексный подход и опыт проведения кислотной обработки в сложных условиях карбонатных коллекторов Волго-Уральского региона // Время колтюбинга. Время ГРП. 2015. № 1. С. 24–40.

ENGLISH

Results

This technology proves the effectiveness of impact on carbonate reservoirs in comparison with conventional DIS in the Volga-Ural region, improving the quality of bottomhole treatments carried out in the fields.

Conclusions

1. The use of foams is the best way when impacting collectors that have previously been subjected to multiple hydrochloric acid treatments.
2. SDS with foam effect contributes to an increase in the level of produced fluid, along with an increase in the level of oil produced, while the current level of water cut decreases.

References

1. Letichevskiy A., Nikitin A., Parfenov A., Makarenko V., Lavrov I., Rukan G., Ovsyannikov D., Nuriakhmetov R., Gromovenko A. Foam acid treatment – the key to ktimulation of ckarbonate keservoirs in kepleted kil kields of the Samara. Russia, Moscow, 2017, 16–18 October, Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. (In Russ).
2. Addendum to the technological project for the development of the Chutyrsko-Kiengop gas and oil field in the Udmurt Republic. “Izhevsk Oil Research Center” CJSC, “Udmurtneft” OJSC, 2019, Vol. 1, book 1, 420 p. (In Russ).
3. Dnistryansky V.I., Mokshaev A.N., Bogatyrev O.M., Ilgildin R.F., Kayumov R.E., Lobov M.A., Burdin K.V. Comprehensive approach to production stimulation of cold heterogeneous carbonate formation using coiled tubing. Coiled tubing times, 2011, issue 6, P. 36–41. (In Russ).
4. Stability of foams. URL: https://rospena.ru/stati/article_post/ustoychivost–peny (In Russ).
5. Panteleev V.G., Lozin E.V., Skorokhod A.G. Increases in the coefficient of oil displacement from sandy and carbonate reservoirs for different sizes of foam rims. Ufa: BashNIPIneft, 1990, P. 71–79. (In Russ).
6. Gimatudinov Sh.K. Reference book on oil production. Moscow: Nedra, 1974, 704 p. (In Russ).
7. Dmitrieva A.Yu., Zalitova M.V., Shaikhiev I.G. Environmental aspects in the technology of intensification of oil production by directed foaming acid treatment. Bulletin of Kazan Technological University, 2015, Vol. 18, issue 22, P. 158–161. (In Russ).
8. Efimov O.D., Rakhmatullina Yu.Sh., Valiev M.R., Cherevichenko D.S., Khasanova L.N. Application the self–diverting acid to increasing the production wells (on example Orenburg OGCF) Exposition Oil Gas, 2015, issue 7, P. 48–50. (In Russ).
9. Kayumov R., Konchenko A., Klyubin A., Levanyuk O., Burdin K., Chikin A., Nikulshin E. An integrated approach and the experience of acidizing in the challenging Environment of carbonate reservoirs of the Volga-Ural region. Coiled Tubing Times, 2015, issue 1, P. 24–40. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Полозов Михаил Брониславович, к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия
Для контактов: michael999@inbox.ru

Мохначева Мария Эдуардовна, студент 1 курса магистратуры, Политехническая школа, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Борхович Сергей Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

Polozov Michail Bronislavovich, ph. d., associate professor, Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
Corresponding author: michael999@inbox.ru

Mokhnacheva Maria Eduardovna, 1st year master’s student, Tyumen State University, Tyumen, Russia

Borkhovich Sergey Yurievich, ph. d., associate professor, Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia

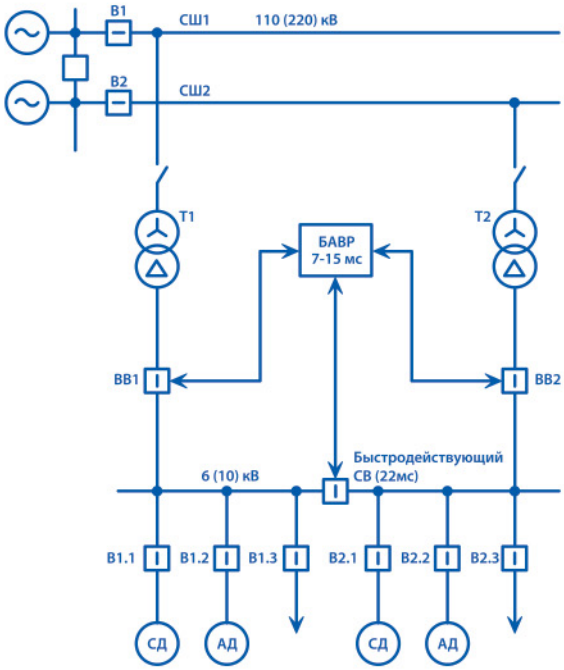
БМРЗ-БАВР

Быстродействующий автоматический ввод резерва

Алгоритм БМРЗ-БАВР предназначен для быстрого переключения нагрузки с одной секции шин на другую при любом нарушении нормального режима электроснабжения со стороны питающей сети.

- Обеспечивает успешный самозапуск электродвигателей после восстановления электроснабжения
- Повышает ресурс электродвигателей за счет снижения токов самозапуска в 2—3 раза
- Работает без привязки к релейной защите на подстанции
- Обеспечивает автоматическое восстановление нормального режима без участия оперативного персонала
- Доступен к заказу в том числе и в составе шкафа БАВР

Полное время переключения на резервный источник меньше 40 мс!



Единое ПО для устройств НТЦ «Механотроника» с графическим редактором гибкой логики

Встроенная логика работы для схем с явным и неявным резервом

ООО «НТЦ «Механотроника» более 30 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих устройств и решений и создает новые, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

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

реклама

Комплексная подготовка топлива для газовых турбин на примере ГТУ-ТЭЦ «Восточная»

Крамской Дмитрий Александрович – инженер-эксперт ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

На электростанциях, оснащенных современными газотурбинными, газопоршневыми или парогазовыми установками, трудно переоценить значение качества газа и беспрерывности топливоснабжения. Комплексная подготовка газового топлива — это обязательное условие планомерной, эффективной и надежной эксплуатации генерирующего оборудования.

Электростанция на базе газотурбинных технологий построена компанией «РусГидро» во Владивостоке и введена в эксплуатацию 10 сентября 2018 года. ГТУ-ТЭЦ «Восточная» — это первый объект большой энергетики, возведенный за последние 48 лет в столице Приморского края.

Группа «РусГидро» — один из крупнейших российских энергетических холдингов, который обеспечивает надежное энергоснабжение многих потребителей страны, в том числе Дальневосточного федерального округа. С этой целью РусГидро внедряет качественное и эффективное оборудование, инновационные технологии и передовые решения.

ГТУ-ТЭЦ «ВОСТОЧНАЯ». ПРЕДЫСТОРИЯ

История появления ТЭЦ берет свое начало в конце 60-х годов прошлого века. Тогда на ее площадке действовала угольная теплоцентраль. В конце 1970-х годов теплоцентраль закрыли по экологическим соображениям, а ее мощности заменили Центральной пароводяной бойлерной (ЦПВБ). В ЦПВБ для получения горячей воды использовался пар Владивостокской ТЭЦ-2, поступающий по паропроводу длиной 7 км.

Такое решение имело очевидные недостатки — бойлерная была зависимым энергоисточником, к тому же протяженный паропровод давал значительные потери тепла. И всё же ЦПВБ эксплуатировалась более 30 лет, и только после полной выработки ресурса ее оборудования последовало решение о создании нового энергообъекта.

Необходимость строительства электростанции была также вызвана увеличением городского потребления электроэнергии и тепла и постройкой новых жилых районов «Снеговая Падь» и «Патрокл».

ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ СЕГОДНЯ

Новая станция, работающая в режиме когенерации, обеспечивает до 20 % потребности Владивостока в электричестве, а также потребность в тепле и горячей воде ряда предприятий и более 50 тыс. квартир в нескольких районах города. Дополнительно ввод ТЭЦ создал значительный резерв

энергии для проектируемых жилых кварталов развивающегося города.

ГТУ-ТЭЦ «Восточная» обладает электрической мощностью 139,5 МВт и тепловой мощностью 432 Гкал/ч. Проектная годовая выработка электроэнергии составляет 791 млн кВт·ч, тепла — 1,377 млн Гкал.

ГЕНЕРИРУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Станция оснащена эффективным оборудованием с высокими техническими показателями. Здесь действуют три аэропроизводные газотурбинные установки GE — ГТУ типа LM6000 PF DLE с системой повышения мощности SPRINT. Эта технология помогает снижать температуру в камере сгорания турбины за счет разбрызгивания мелкодисперсной водяной пыли. При этом компрессор осуществляет сжатие и подачу большего количества воздуха, что повышает выходную мощность турбины. Единичная электрическая мощность газотурбинных агрегатов на ТЭЦ «Восточная» — 46,5 МВт.

Каждая ГТУ оснащена камерой сгорания типа DLE с системой сухого подавления выбросов оксидов азота во всем диапазоне мощности. Это позволяет сохранять низкий уровень выбросов даже при неполной загрузке турбины. Установки укомплектованы модульными многоступенчатыми системами фильтрации воздуха (КВОУ) с антиобледенительной системой, которая обеспечивает надежную работу ГТУ в зимних условиях.

Из турбин отработавшие горячие газы попадают в котлы-утилизаторы, где нагревают воду, — это повышает общую эффективность использования топлива. Для выдачи тепла установлены три пиковых водогрейных котла, а для производства пара для промышленных нужд — два паровых котла.

Котлы-утилизаторы изготовлены ПАО «Силовые машины», пиковые водогрейные котлы — АО «Дорогобужкотломаш», паровые котлы — ООО «Энтророс», силовые трансформаторы — ООО «Тольяттинский Трансформатор» и АО «Группа СВЭЛ».

Основным видом топлива для электростанции является природный газ.

Турбины модельного ряда LM6000 — лидер в сегменте мощности 40+ МВт. В настоящее время в мире функционирует свыше 1 300 ГТУ LM6000, которые суммарно отработали более 40 млн часов с надежностью 99,8 %. Эти установки характеризуются компактностью (около 5 м в длину), рекордно быстрым пуском (5 мин) и выходом на полную мощность (менее 10 мин), топливной эффективностью и высоким КПД в простом цикле (до 42 %).

КОМПЛЕКСНАЯ ГАЗОПОДГОТОВКА

Топливоснабжение энергоблоков ТЭЦ «Восточная» осуществляет система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ», расположенная на площадке газового хозяйства. Она обеспечивает необходимое качество газа в соответствии с проектными параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу. Основные элементы системы: блочный пункт подготовки газа (БППГ), дожимная компрессорная станция (ДКС) и парк газовых ресиверов.

Всё оборудование поставлялось с максимальной степенью заводской готовности (97 %). Коэффициент технического использования составляет 0,92+, надежности пусков — 0,95+.

Блочный пункт подготовки газа

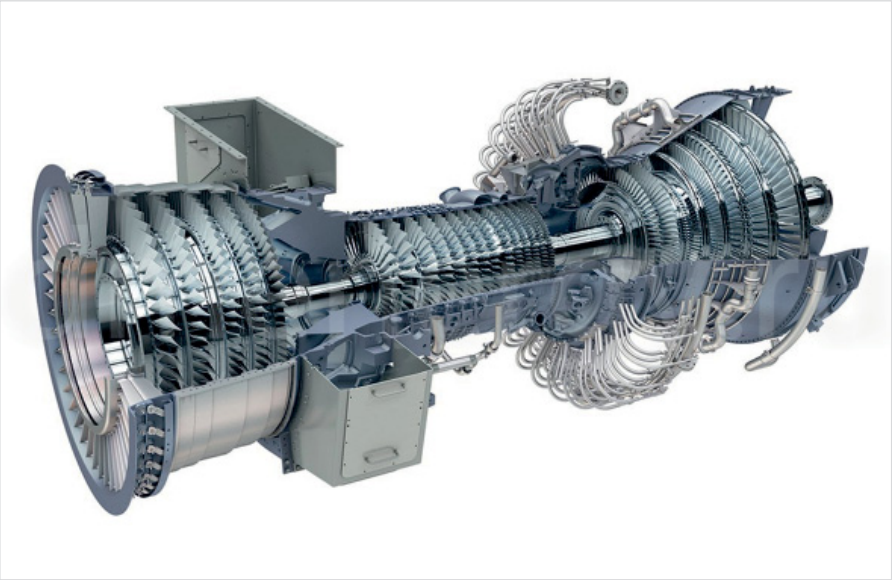
БППГ изготовлен ЭНЕРГАЗ по специальному проекту и представляет собой технологическую установку, основное назначение которой — измерение расхода и фильтрация газа. Максимальная производительность БППГ составляет 40 000 м³/ч, расчетная производительность — 36 000 м³/ч, что соответствует номинальному расходу топлива на 3 ГТУ.

Установка оборудована высокоэффективной сепарационной системой с коалесцирующими фильтрами-скрубберами. Степень очистки газа — 99,98 % для загрязнений размером свыше 10 мкм. Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих картриджей.

Сбор газового конденсата и механических примесей происходит автоматически. Из-за климатических условий дренажный резервуар объемом 1,5 м³ имеет наземное исполнение. Узел дренажа оснащен электрообогревом, устройством контроля уровня жидкости и оборудованием для удаления конденсата в передвижную емкость.

Для измерения объема газа, поступающего в энергоблоки ГТУ-ТЭЦ «Восточная», БППГ укомплектован двухлинейным блоком коммерческого учета газа с относительной

ГТУ-ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке



Макет газовой турбины GE типа LM6000

Блочный пункт подготовки газа «ЭНЕРГАЗ»

Технологический отсек БППГ

погрешностью не более 1,5 %. Данные от него передаются по коммуникационным каналам на верхний уровень АСУ ТП. Блок учета позволяет проводить взаимные финансовые расчеты между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем, составлять балансы приема и отпуска газа, контролировать расход и эффективность использования топлива.

Блочный пункт размещается в отдельном всепогодном модуле с интеграцией элементов на единой раме; действует в автоматическом режиме; оснащен системами рабочего и аварийного освещения, обогрева и вентиляции помещения, а также системами безопасности.

После предварительной подготовки поток топливного газа направляется в ДКС.

Дожимная компрессорная станция

ДКС от компании «ЭНЕРГАЗ» состоит из трех модульных компрессорных установок (две КУ в работе, одна в горячем резерве) и служит для компримирования и подачи топливного газа в турбины ГТУ. КУ выполнены на базе винтовых маслозаполненных компрессоров.

В двухступенчатых КУ применяется технология сжатия газа в два этапа, без промежуточного охлаждения. Это позволяет компрессорной станции стабильно работать во всем диапазоне изменения давления на всасывании, вне зависимости от питающей линии. Двухступенчатое компримирование обеспечивает также высокую степень сжатия: минимальное давление газа на входе — 0,57 МПа, максимальное давление нагнетания — 4,81 МПа (ограничено уставками ГТУ).

Максимальная производительность каждой КУ составляет 18 000 м^3/ч. Расход газа зависит от динамики изменения нагрузки связанной ГТУ и контролируется в диапазоне от 0 до 100 %. Для этого используется специальная двухуровневая система регулирования.

Первый уровень — управление золотниковым клапаном компрессора — обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование производительности в диапазоне 15–30...100 %, а для контроля производительности в нижнем диапазоне он комбинируется с системой рециркуляции газа (второй уровень), которая позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки

Дожимная компрессорная станция

Компрессорная установка №1 в составе ДКС топливного газа

при переходных режимах работы сопряженных турбин.

Технологической схемой ДКС предусмотрено устойчивое поддержание расчетной температуры газа, необходимой для нормальной работы турбин. Оптимальная температура подачи топлива установлена производителем газотурбинных установок и составляет +60 °С.

Проектные требования по чистоте топливного газа обеспечивает система фильтрации КУ: входной стрейнер, газо-масляный сепаратор 1-й ступени очистки и коалесцирующий (страховочный) фильтр 2-й ступени. Содержание аэрозолей масла в газе на выходе — не более 1 ppmw (мг/кг), жидкие примеси отсутствуют.

Установки размещаются в собственных укрытиях контейнерного типа, оснащенных системами жизнеобеспечения. Согласно требованиям безопасности каждая КУ оборудована системами пожарообнаружения, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

Парк газовых ресиверов

Система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» включает также смонтированный на выходе ДКС парк газовых ресиверов для сглаживания пульсаций давления в газораспределительной сети.

При остановке одной из компрессорных установок объем подготовленного газа (25 кубометров) гарантирует устойчивую работу (без снижения мощности) турбин ГТУ-ТЭЦ на время, необходимое для полноценного включения в эксплуатацию резервной КУ.

Автоматизация процесса газоподготовки

Пункт подготовки газа и дожимные компрессорные установки полностью автоматизированы и не требуют дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Локальные системы автоматического управления (САУ) выполнены на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования и каналов связи. Они расположены внутри блок-модулей БППГ и КУ — в специальных отсеках, отделенных от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой.

Основные компоненты САУ имеют резервирование, что гарантирует непрерывность управления. В случае потери напряжения собственные источники бесперебойного питания поддерживают автономную работу программно-технического комплекса не менее 30 минут.

Локальные САУ интегрированы с верхним уровнем АСУ ТП, обеспечивают дистанционное управление установками газоподготовки, автоматические защиты и сигнализацию, контролируют технологические параметры и загазованность в помещениях, обрабатывают параметры рабочего процесса и аварийных событий, выводят информацию на панель оператора. Управление с центрального щита ГТУ-ТЭЦ осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Газовый ресивер на площадке газового хозяйства

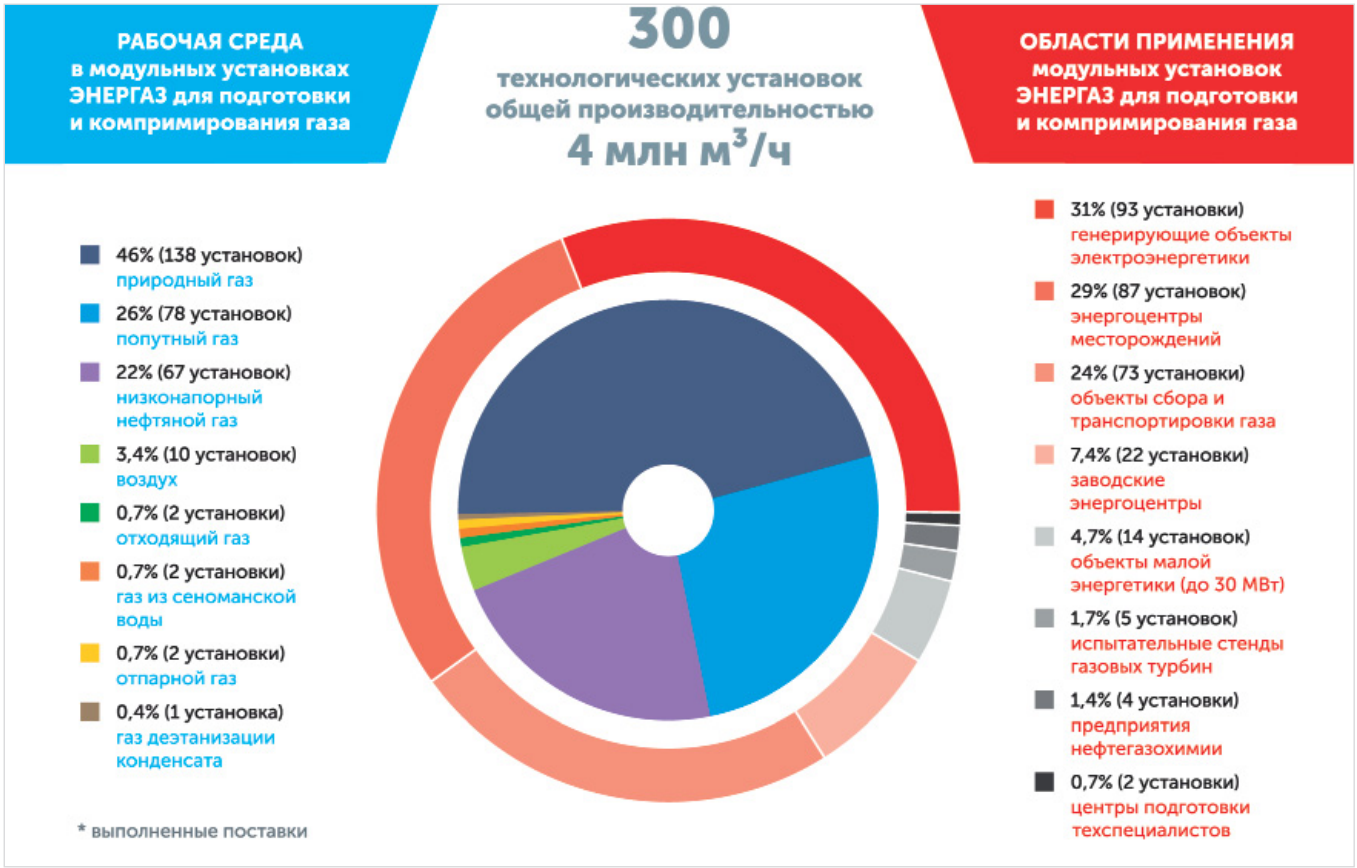
Комплексный ввод системы газоподготовки и топливоснабжения в действие (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные и интегрированные испытания), а также обучение оперативного персонала выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ», которая входит в структуру Группы «ЭНЕРГАЗ». В ходе эксплуатации сервисные инженеры проводят плановое техобслуживание этого оборудования — через каждые 4 000 часов наработки.

ПОДГОТОВКА ГАЗА ДОВЕРЕНА ПРОФЕССИОНАЛАМ

Деятельность Группы «ЭНЕРГАЗ» развернута от Калининграда до Сахалина. Наши технологические установки функционируют на Дальнем Востоке, в Сибири и на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами России — в республиках Беларусь, Казахстан и Узбекистан.

С учетом реализованных в 2020 г. проектов ЭНЕРГАЗ достиг отметки в 300 поставленных модульных установок для подготовки и компримирования газа. Диапазон их единичной производительности — от 270 до 185 000 м^3/час. Суммарная производительность этого оборудования превысила 4 млн м^3/ч.

Плановое техобслуживание оборудования газоподготовки на ГТУ-ТЭЦ «Восточная»



Рабочая среда (тип газа) и области применения модульных технологических установок «ЭНЕРГАЗ»

Пункты подготовки газа и дожимные компрессорные станции «ЭНЕРГАЗ» эксплуатируются на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, объектах сбора и транспортировки газа, энергоцентрах собственных нужд месторождений, предприятиях нефте- и газопереработки, а также на объектах специального назначения: на испытательных стендах газовых турбин и в технических учебных центрах.

Рабочей средой являются различные типы газа: природный, попутный, низконапорный нефтяной, отходящий, отпарной, газ из сеноманской воды, воздух, газ деэтанизации конденсата.

В нефтегазовой отрасли наши установки действуют в составе 62 объектов на 47 месторождениях. Среди них: электростанции, установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды, центральные пункты сбора нефти, нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки деэтанизации конденсата, установки стабилизации конденсата, приемо-сдаточные пункты, транспортные системы жидких углеводородов, установки комплексной подготовки газа и конденсата.

В электроэнергетике на 76 генерирующих объектах оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает качественным топливом газотурбинные и газопоршневые агрегаты ведущих отечественных и мировых производителей. Число таких энергоагрегатов достигло 200. Диапазон их единичной мощности составляет от 1,2 до 187 МВт, суммарная электрическая мощность превысила 6,5 ГВт. В эту статистику не входят агрегаты, проходящие заводское тестирование на испытательных стендах ПАО «Протон-Пермские моторы», АО «ОДК-Газовые турбины», ЗАО «Невский завод» и ПАО «ОДК-УМПО», которые также получают топливный газ от наших установок.

Энергоагрегаты, сопряженные с установками газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт эксплуатации системы топливоснабжения турбин ГТУ-ТЭЦ «Восточная» анализируется в Группе компаний «ЭНЕРГАЗ» как универсальный и учитывается при индивидуальном проектировании и изготовлении оборудования газоподготовки, предназначенного для новых энергообъектов различной мощности, создаваемых на базе парогазовых, газотурбинных и газопоршневых энергоблоков.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-55-61

УДК 665.612.2 | Научная статья

О возможности прогнозной оценки содержания кислых газов в условиях вводимых ограничений газоперерабатывающих заводов по приему попутного нефтяного газа

Соложенкина Е.К.[1], Федоткина О.С.[1], Кожин В.Н.[1], Демин С.В.[1], Гилаев Г.Г.[2], Стародумов В.В.[3], Середа И.А.[4]
[1]ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, [2]Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия,
[3]АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия, [4]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
sologenkinaek@samnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье отражены вопросы обеспечения рационального использования попутного нефтяного газа на примере месторождений Самарской области. Показано, что добыча попутного нефтяного газа и его переработка в данном регионе имеет специфику, связанную с составом добываемого газа и недостаточностью мощностей принимающих заводов.
Скомпонован комплексный подход, позволяющий соотносить компонентный состав попутно добываемого газа с объемами его добычи по объектам разработки. Создана методика расчета содержания кислых газов на площадных объектах наземного обустройства. Данная методика позволяет сделать процесс добычи попутного нефтяного газа надлежащего качества более управляемым для нефтедобывающего предприятия и обеспечить максимальный прием попутного нефтяного газа на заводах.

Материалы и методы
Для увеличения полезного использования добываемого попутного газа предложен метод моделирования компонентного состава ПНГ на установках сбора нефти и газа. Для данного расчета используется комплекс исходных данных: геология региона, логистическая схема сбора, компонентный состав газа и объемы добычи газа по объектам разработки. Описано применение метода для расчета содержания кислых агрессивных компонентов в составе ПНГ, поступающего на газоперерабатывающие заводы с установок сбора.

Ключевые слова
попутный нефтяной газ, газоперерабатывающий завод, кислые газы, рациональный уровень использования, компонентный состав, уровни добычи газа

Для цитирования
Соложенкина Е.К., Федоткина О.С., Кожин В.Н., Демин С.В., Гилаев Г.Г. Стародумов В.В., Середа И.А. О возможности прогнозной оценки содержания кислых газов в условиях вводимых ограничений газоперерабатывающих заводов по приему попутного нефтяного газа // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 55–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-55-61

Поступила в редакцию: 03.02.2021

UDC 665.612.2 | Original Paper

As to whether and how it is possible to evaluate sour gas content in the context of the limitations imposed on the gas processing plants in relation to the receipt of the associated gas

Solozhenkina E.K.[1], Fedotkina O.S.[1], Kozhin V.N.[1], Demin S.V.[1], Gilaev G.G.[2], Starodumov V.V.[3], Sereda I.A.[4]
[1]"SamaraNIPIneft" LLC, Samara. Russia, [2]Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia, [3] "Samaraneftegaz" JSC, Samara, Russia,
[4]Rosneft Oil Company, Moscow, Russia
sologenkinaek@samnipi.rosneft.ru

Abstract
The article gives an example of the Samara oblast fields to present methods allowing for the sustainable use of the associated gas. It shows how specifics of the associated gas production and processing in this region relates to the composition of the produced gas and undercapacity of the receiving plants.
To attribute the associated gas composition to the volume of its production by the development targets, a complex approach is developed. Sour gas calculation method is developed for the field surface facilities. This method creates a possibility to make the proper quality production of the associated gas more manageable for an oil producing company, and to ensure that the plants receive a maximum amount of the associated gas.

Materials and methods
To increase the sustainability of use of the associated gas, an AG composition simulation method is suggested for the oil and gas gathering facilities. Certain input data are applied for the calculation, which include regional geology, gathering logistic scheme, gas composition, and gas volumetric production by the development targets. The article describes a method to calculate acid aggressive components in the AG supplied to the gas processing plants from the gathering facilities.

Keywords
associated gas, gas processing plants, sour gases, sustainable use level, gas composition, gas output

For citation
Solozhenkina E.K., Fedotkina O.S., Kozhin V.N., Demin S.V., Gilaev G.G. Starodumov V.V., Sereda I.A. As to whether and how it is possible to evaluate sour gas content in the context of the limitations imposed on the gas processing plants in relation to the receipt of the associated gas. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 55–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-55-61

Received: 03.02.2021

Введение

АО «Самаранефтегаз» разрабатывает нефтяные месторождения Самарской области более 80 лет — с 1939 г. На протяжении длительного периода освоения региона были открыты и введены в разработку более 200 нефтяных месторождений. Основная доля месторождений была открыта и введена в разработку в конце 50-х годов XX века. И на сегодняшний день большая часть высокопродуктивных объектов выработана более чем на 70–80 %.

В настоящее время процессы нефтедобычи характеризуются ухудшением качества запасов в целом: высокая выработанность старых месторождений, открытие месторождений, удаленных от объектов инфраструктуры, открытие мелких месторождений и залежей на крупных месторождениях с ухудшенными свойствами нефти и растворенного газа, с меньшим содержанием углеводородных газов, с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа.

Однако, несмотря на вышеприведенные факторы, АО «Самаранефтегаз» удается поддерживать высокие уровни добычи нефти за счет постоянного совершенствования применяемых технологий и постепенного вовлечения в разработку объектов, которые раньше считались малоперспективными (в том числе и трудноизвлекаемых запасов).

Параллельно, начиная с 2012 г., ведется системная работа по повышению уровня использования попутного нефтяного газа. В рамках «Целевой газовой программы» реализуются мероприятия технологического характера по строительству новых и реорганизации старых объектов обустройства. АО «Самаранефтегаз» добилось значительных успехов в достижении рационального уровня использования попутного нефтяного газа. За 2018–2020 гг. уровень использования газа составлял по обществу на уровне 90 %. При этом за последние пять-шесть лет средние показатели утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) на зрелых активах ПАО «НК «Роснефть» достигли 93,8 % [1]. Данные показатели свидетельствуют об активном внедрении российскими компаниями различных новых технологий в области сокращения выбросов и объемов сжигания попутного газа [1, 2].

В 2010–2020 гг. добыча ПНГ на месторождениях АО «Самаранефтегаз» поддерживается на уровне 700 млн м^3. Следует отметить, что добыча свободного газа (газ газовых, газоконденсатных залежей и газ газовых шапок) на месторождениях АО «Самаранефтегаз» не осуществляется.

Вовлечение сложных объектов в разработку с параллельным выполнением «Целевой газовой программы» ставит новые вызовы.

Одним из таких вызовов является ухудшение качества состава попутного нефтяного газа, появление в продукции значительного количества кислых газов (сероводорода и углекислого газа). Эта проблема усугубляется тем, что основным потребителем ПНГ являются газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), построенные и введенные в эксплуатацию в 1962–1968 гг. [3], сориентированные на месторождения, открываемые и вводимые в разработку в большом количестве в 1960–1980 гг. на территории Самарской области, объекты разработки которых содержали нефть и растворенный в ней газ с низким содержанием кислых газов (CO_2, H_2S). В настоящее время эти заводы имеют существенные жесткие ограничения по содержанию на приеме кислых компонентов.

Прием, подготовка и переработка попутного нефтяного растворенного газа, добываемого на месторождениях АО «Самаранефтегаз», происходит на двух газоперерабатывающих заводах: Отрадненском и Нефтегорском (ОГПЗ и НГПЗ), расположенных на территории Самарской области, а с марта 2020 г. поставляется в АО «Оренбургнефть» для переработки на Бузулукском ГПП (рис. 1).

В последние пять лет поступление попутного нефтяного газа на заводы ограничивается рядом причин технологического

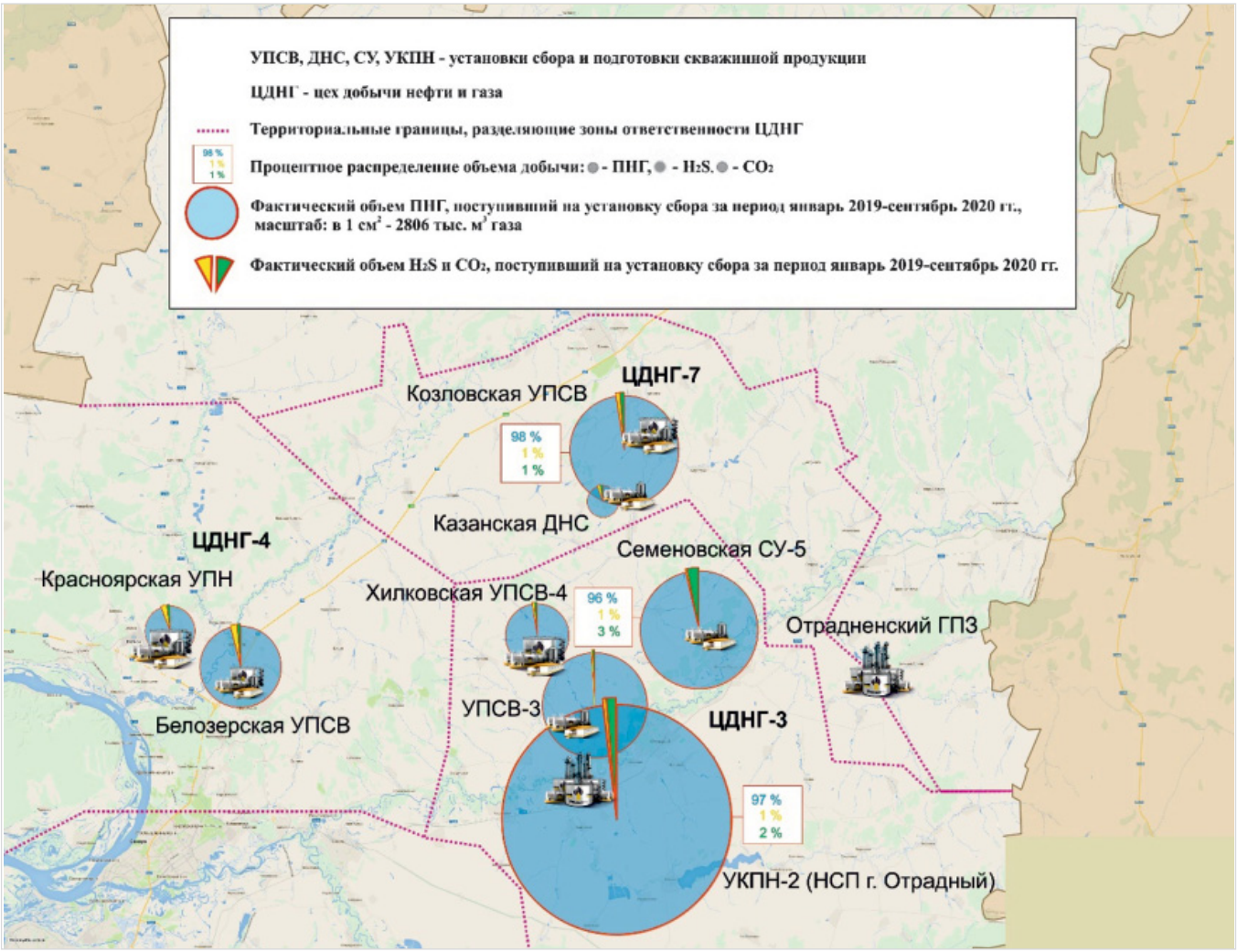
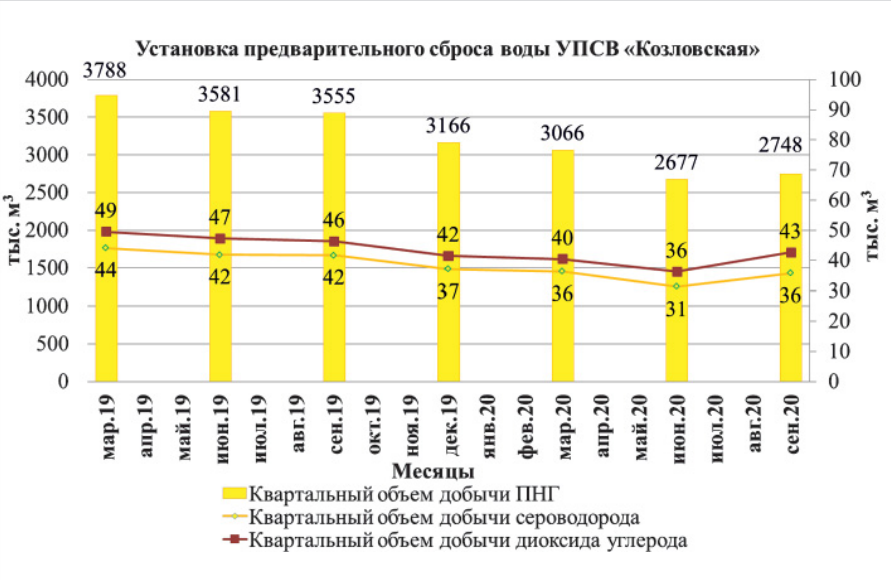


Рис. 1. Обзорная схема расположения объектов инфраструктуры на территории Самарской области
Fig. 1. Infrastructure overview layout for Samara oblast

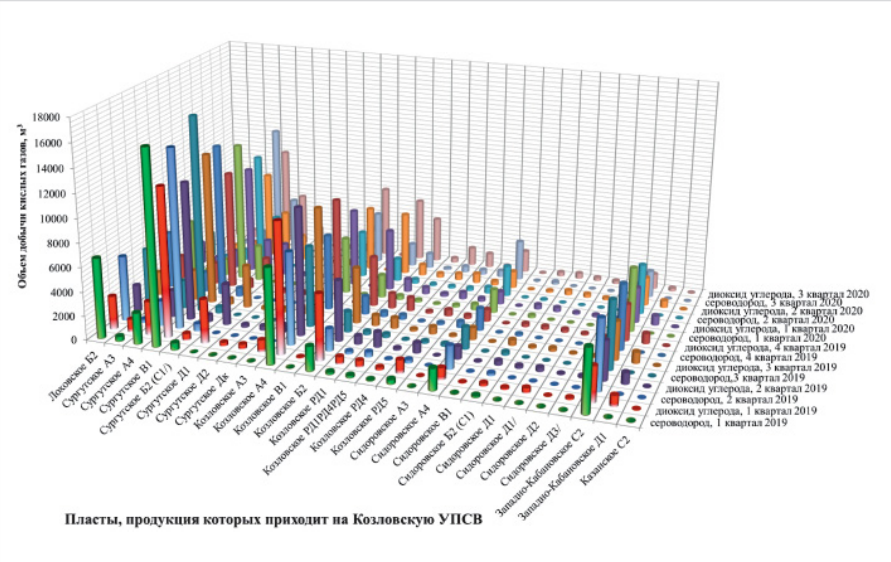
и технического характера, что влияет на возможность достижения рационального уровня использования попутного нефтяного газа (95 %). Основная причина ограничения поступления попутного нефтяного газа на заводы связана с повышенным содержанием в нем кислых газов H_2S (сероводорода) и CO_2 (углекислого газа) — природных газов, в химическом отношении являющихся кислотами или ангидридами кислот, таких как, например, угольной (H_2CO_3), сернистой (H_2SO_3).

В данной ситуации приобрели высокую актуальность задачи оперативного анализа и определения источников роста содержания кислых компонентов, поиск эффективных мер по управлению этим процессом, а также вопросы прогнозирования состава ПНГ с учетом вовлечения новых объектов в разработку, инфраструктурных решений, согласно «Целевой газовой программе», и реконструкции газоперерабатывающих заводов.

Ограничения по приему попутного нефтяного газа на Нефтегорском ГПЗ преимущественно вызваны технологическими причинами, а именно: внеплановыми остановками и ремонтом оборудования ГПЗ. Риски недостижения уровня использования ПНГ (95 %) связаны с остановкой приема газа на Нефтегорском ГПЗ при проведении плановых предупредительных ремонтов (ППР), с вероятностью порывов газопроводов и с частичным ограничением со стороны Нефтегорского ГПЗ, связанным с осуществлением технического перевооружения завода с целью увеличения производительности и усовершенствования установок сероочистки. В составе попутного газа, поставляемого на Нефтегорский ГПЗ, кислые газы (H_2S и CO_2) присутствуют в количестве 20,79 г/м³ (H_2S) и 21,61 г/м³ (CO_2), однако их концентрации не вызывают проблем с подготовкой. Согласно регламенту, на установку очистки газа от сероводорода и двуокиси углерода Нефтегорского ГПЗ исходное газовое сырье может характеризоваться содержанием 13–30 г/м³ сероводорода, 4–20 г/м³ углекислого газа. Кроме того, проектная мощность по H_2S Нефтегорского ГПЗ после проведения технического перевооружения составит 36 г/м³, что соответствует прогнозному содержанию H_2S, ожидаемому на уровне 35 г/м³. Проектная мощность по CO_2 Нефтегорского ГПЗ после проведения технического перевооружения не изменится по сравнению с существующей мощностью, которая ниже прогнозного содержания CO_2, ожидаемого на уровне 35 г/м³.



а) Содержание H_2S и CO_2 в общем потоке ПНГ, приходящем на установку
H_2S and CO_2 content in the total volume of the associated gas supplied to the facility



b) Ежеквартальный вклад объемов H_2S и CO_2 в общий объем ПНГ по пластам
Quarterly H_2S and CO_2 input to the total volume of the associated gas by formations

Рис. 2. Козловская УПСВ. Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции
Fig. 2. Installation of preliminary water discharge Kozlovskaya. Results of the calculation of the dissolved gas production levels and volumes of the sour gas content in the product

Ограничения по приему попутного нефтяного газа на Отрадненский ГПЗ преимущественно вызваны компонентным составом поставляемого газа, а именно повышенным содержанием кислых газов: сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2), концентрации которых — 21,58 г/м³ (H_2S) и 36,81 г/м³ (CO_2) — превышают производительность завода (по содержанию CO_2 во входящем потоке 29 г/м³ по потоку I ступени сепарации ПНГ и 17 г/м³ по потоку II ступени сепарации ПНГ). По концентрации H_2S проектная мощность завода не превышена.

Риски недостижения уровня использования газа (95 %) связаны с исключением поступления ПНГ с наихудшим качеством по содержанию кислых компонентов на Отрадненский ГПЗ и переводом потока ПНГ таких объектов с газопровода на факел. При этом ожидается в перспективе следующее прогнозное содержание кислых газов в попутном нефтяном газе, поступающем на Отрадненский ГПЗ: 35 г/м³ (H_2S) и 60 г/м³ (CO_2), что превышает производительность завода (и по содержанию H_2S во входящем потоке 26 г/м³ по потоку I ступени сепарации ПНГ и 29 г/м³ по потоку II ступени сепарации ПНГ, и по содержанию CO_2 во входящем потоке 29 г/м³ по потоку I ступени сепарации ПНГ и 17 г/м³ по потоку II ступени сепарации ПНГ).

В данных условиях целесообразным и оправданным является поиск подходов, способных повлиять на содержание кислых газов в составе попутного нефтяного газа, направляемого на Отрадненский ГПЗ.

В общем случае содержание кислых газов в объеме попутного нефтяного газа обусловлено вкладом доли растворенного газа, выделяющегося из продукции скважин карбонатных пластов башкирского яруса среднего карбона, терригенных пластов бобриковского горизонта нижнего карбона по части месторождений в Северной части Самарской области и карбонатных пластов турнейского яруса нижнего карбона и франского и фаменского ярусов верхнего девона по части месторождений, расположенных в центральной части Самарской области. Увеличение доли добычи нефти и, соответственно, растворенного газа с повышенным содержанием сероводорода из вышеперечисленных пластов в последний пятилетний период за счет их интенсивного разбурирования, проведения высокоэффективных ГТМ, таких как гидроразрыв пласта (ГРП),

и большеобъемные кислотные обработки привели к перегрузке Отрадненского газоперерабатывающего завода по кислым компонентам.

Кроме того, в случае Отрадненского ГПЗ, в дополнение к указанному выше фактору, рост содержания кислых газов обусловлен увеличением общего объема попутного нефтяного газа, приходящего с месторождений Северной группы, после реализации мероприятий инвестиционной Газовой программы, реализуемой в АО «Самаранефтегаз» для достижения рационального уровня использования газа. Начиная с 2016 г., были построены и введены в эксплуатацию три компрессорные станции (КС) (Сологаевская КС, Козловская КС, Яблоневская КС) и ряд газопроводов, связывающих часть установок сбора газа с Отрадненским ГПЗ.

ООО «СамараНИПИнефть» имеет опыт прогнозной оценки добычи газа по адаптивной методике расчета [4]. В этом методе расчет добычи растворенного газа основывается на данных по добыче нефти, начальном газосодержании, расчетном газосодержании и используется логистическая схема сбора нефти и газа на установки подготовки. При этом расчет адаптированных уровней добычи газа возможен при использовании перспективных прогнозных уровней добычи нефти. Использование информации о концентрациях и объемах кислых газов в скважинной продукции позволит сделать процесс добычи попутного нефтяного газа надлежащего качества более управляемым для АО «Самаранефтегаз» и обеспечить максимальный прием попутного нефтяного газа на заводах. Кроме того, на данных об объеме и компонентном составе попутного газа, согласно [5], основываются решения о составе сооружений нефтегазоподготовки.

Рассмотрим возможность прогнозной оценки содержания кислых газов путем расчета концентраций и объемов H_2S и CO_2 с уровнем детализации от пласта к установке сбора. Исходные данные в этом случае также включают логистическую схему сбора нефти и газа, фактические данные по пластам по добыче газа, данные из Госбаланса по содержанию H_2S и CO_2 по пластам.

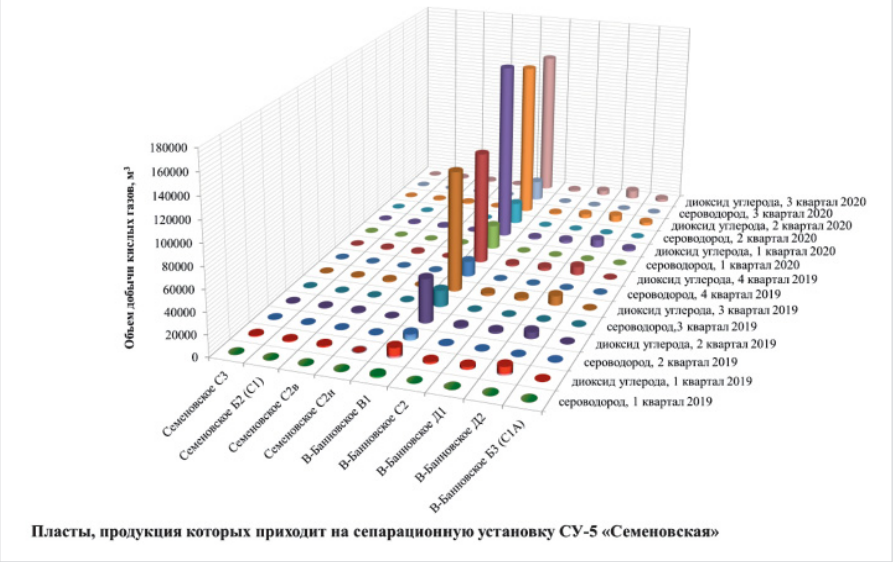
Анализ компонентного состава потоков попутного нефтяного газа с установок сбора (ДНС, УПСВ, СУ, УПН) АО «Самаранефтегаз» с целью выявления объектов с наибольшим содержанием кислых газов выявил семь установок сбора, связанных с Отрадненским ГПЗ существующей сетью газопроводов, в качестве кандидатов для прекращения поставки попутного нефтяного газа: Козловская УПСВ, Казанская ДНС, Семеновская СУ-5, Красноярская УПН, Белозерская УПСВ, Хилковская СУ-4, Берендеевская УПСВ. Основной акцент делался на направления с наибольшим содержанием CO_2, поскольку прием газа на Отрадненский ГПЗ осуществляется на уровне его проектной производительности по CO_2. И даже небольшое превышение содержания CO_2 может привести к срыву подготовки и переработки газа. Для указанных установок сбора проведены оценки объемов содержания кислых газов.

Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции, поступающей на Козловскую УПСВ, представлены на рисунке 2.

Расчет объемов кислых газов, поступающих на переработку, в данной работе основан на квартальных объемах добычи ПНГ. Это позволяет отследить годовую динамику добычи на установке сбора и выявить в ней основные тенденции, сгладив влияние суточных колебаний добычи газа из-за изменения работы отдельных скважин и системы сбора. Однако при выполнении такого расчета на перспективу в случае необходимости возможна суточная оценка содержания кислых газов на установках сбора, при условии наличия суточных объемов добычи ПНГ с объектов разработки.

По результатам расчета видно, что наиболее H_2S и CO_2-содержащими с точки зрения поступления объемов добываемого газа на Козловскую УПСВ являются пласты: Б-2 Лоховского месторождения (скв. 11), В-1 Сургутского месторождения (скв. 7) и А-4 Козловского месторождения (скв. 17). В целом за период с января 2019 г. по сентябрь 2020 г. на Козловскую УПСВ поступило 22 579 тыс. м³ газа, включая 268 тыс. м³ H_2S и 304 тыс. м³ CO_2. Динамика поступления объемов ПНГ на Козловскую УПСВ имеет тенденцию к снижению, ей же соответствуют динамики содержания H_2S и CO_2 в общем объеме попутного газа. Однако, несмотря на то, что добыча ПНГ в 3 квартале 2020 г. на 1 040 тыс. м³ ниже аналогичного показателя за 1 квартал 2019 г., содержание H_2S и CO_2 не изменяется пропорционально добыче, а находится на относительно постоянном уровне 36–44 тыс. м³ H_2S и 49–43 тыс. м³ CO_2. Поскольку на данной установке проходит совместную предварительную подготовку

a) Содержание H_2S и CO_2 в общем потоке ПНГ, приходящем на установку
H_2S and CO_2 content in the total volume of the associated gas supplied to the facility



b) Ежеквартальный вклад объемов H_2S и CO_2 в общий объем ПНГ по пластам
Quarterly H_2S and CO_2 input to the total volume of the associated gas by formations

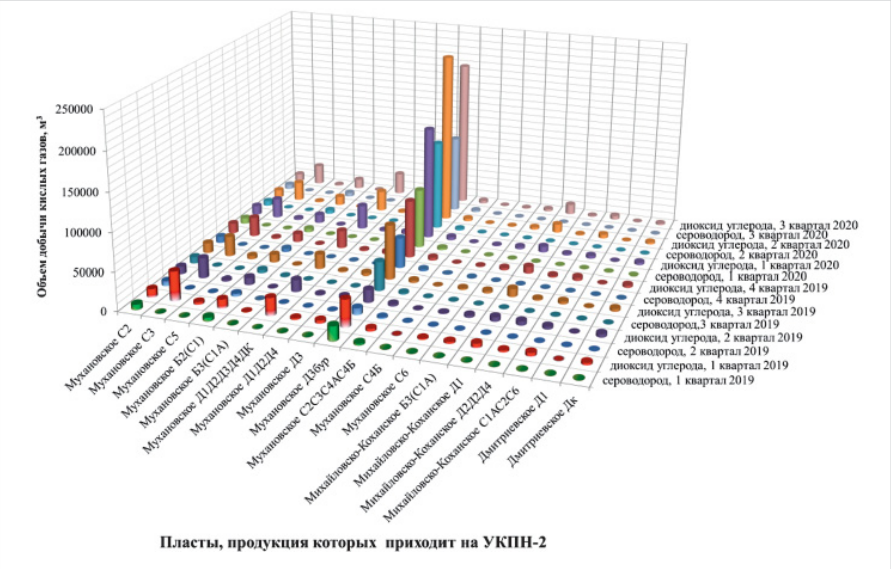
Рис. 3. СУ-5 «Семеновская». Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции
Fig. 3. Separation plant Semenovskaya. Results of the calculation of the dissolved gas production levels and volumes of the sour gas content in the product

продукция 27 пластов шести месторождений (Лоховское, Сургутское, Козловское, Сидоровское, Западно-Кабановское, Казанское), весь исходящий ПНГ с газопровода был переведен на факел, в целях сокращения объемов поступления сероводорода и углекислого газа на Отрадненский ГПЗ и возможности приема газа с других установок.

Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции, поступающей на Семеновскую СУ-5, представлены на рисунке 3.

По результатам расчета видно, что наиболее H_2S и CO_2-содержащими с точки зрения поступления объемов добываемого газа на Семеновскую СУ-5 является пласт В-1 Винно-Банновского месторождения (скв. 3). В целом за период с января 2019 г. по сентябрь 2020 г. на Семеновскую СУ-5 поступило 24 704 тыс. м³ газа, включая 99 тыс. м³ H_2S и 840 тыс. м³ CO_2. Динамика поступления объемов ПНГ на Семеновскую СУ-5 имеет тенденцию к увеличению, ей соответствуют динамики содержания H_2S и CO_2 в общем объеме попутного газа. Однако пропорционального увеличения соответствующих объемов добычи ПНГ и кислых газов в его составе не наблюдается. Сравнение объемов добычи ПНГ, H_2S и CO_2 в 3 квартале 2020 г. и в 1 квартале 2019 г. отражает ввод в разработку H_2S и CO_2-продуцирующего пласта В-1 Винно-Банновского месторождения, из-за которого вклад кислых газов в общий объем ПНГ вырос с 1 до 19 тыс. м³ по H_2S и с 25 до 161 тыс. м³ по CO_2. На данной установке проходит совместную предварительную подготовку продукция девяти пластов двух месторождений (Семеновское, Винно-Банновское). Ранее весь исходящий попутный нефтяной газ с Козловского направления в газопровод на Отрадненский ГПЗ был переведен на факел, что позволило достичь требуемого качества ПНГ на входе на Отрадненский ГПЗ и в силу этого не переводить на Семеновской СУ-5 попутный нефтяной газ с газопровода на факел.

а) Содержание H_2S и CO_2 в общем потоке ПНГ, приходящем на установку
H_2S and CO_2 content in the total volume of the associated gas supplied to the facility



b) Ежеквартальный вклад объемов H_2S и CO_2 в общий объем ПНГ по пластам
Quarterly H_2S and CO_2 input to the total volume of the associated gas by formations

Рис. 4. УКПН-2 город Отрадный. Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции
Fig. 4. Installation of the complex preparation of petroleum Otradniy. Results of the calculation of the dissolved gas production levels and volumes of the sour gas content in the product

Данная установка в середине 2019 г. не выделялась значимым повышенным содержанием кислых газов в составе сепарируемого ей попутного нефтяного газа. Однако к 2020 г. ситуация на ней стала меняться.

По результатам расчета видно, что наиболее H_2S и CO_2-содержащим с точки зрения поступления объемов добываемого газа на УКПН-2 является пласт Д3-БУР Мухановского месторождения (3 скв.). В целом за период с января 2019 г. по сентябрь 2020 г. на УКПН-2 поступило 105 770 тыс. м³ газа, включая 508 тыс. м³ H_2S и 1 541 тыс. м³ CO_2. Динамика поступления объемов ПНГ на УКПН-2 имеет тенденцию к увеличению, ей же соответствуют динамики содержания H_2S и CO_2 в общем объеме попутного нефтяного газа. Сравнение объемов добычи ПНГ, H_2S и CO_2 в 3 квартале 2020 г. и в 1 квартале 2019 г., отражает ввод в разработку H_2S и CO_2-продуцирующего пласта Д3-БУР Мухановского месторождения, из-за которого вклад кислых газов в общий объем добываемого газа вырос с 33 до 118 тыс. м³ по H_2S и с 153 до 312 тыс. м³ по CO_2. На данной установке проходит совместную предварительную подготовку продукция 18 пластов трех месторождений (Мухановское, Михайловско-Коханское, Дмитриевское). Ранее весь исходящий попутный нефтяной газ с Козловского направления в газопровод на Отрадненский ГПЗ был перенаправлен, что позволило достичь требуемого качества ПНГ на входе на Отрадненский ГПЗ.

Прием попутного нефтяного газа I и II ступени сепарации на Отрадненский ГПЗ осуществляется по двухпоточной схеме. В 2024 г. планируется ввод новой установки очистки ПНГ от кислых газов (H_2S и CO_2), работающей по однопоточной схеме. Производительность новой установки по очистке ПНГ по сравнению с действующей установкой меньше по H_2S и больше по CO_2. При этом прогнозное содержание кислых газов в попутном нефтяном газе выше, чем могут переработать существующие и запроектированные мощности установок по очистке ПНГ на Отрадненском ГПЗ.

Используя уровни добычи газа по залежам, эксплуатационным объектам разработки, по месторождениям в целом на перспективный период, компонентный состав растворенного газа с объектов подготовки, схему сбора газа на Отрадненский ГПЗ (шесть направлений поступления ПНГ с двух ступеней сепарации), мы определили динамику поступления кислых газов (H_2S и CO_2) (рис. 5).

Таким образом, в долгосрочной перспективе завод не сможет переработать входящий ПНГ с вероятным прогнозным содержанием H_2S — 35 г/м³ и CO_2 — 60 г/м³ и будет

вынужден вводить ограничения на поставку ПНГ. Поэтому в данных условиях необходимы научно-обоснованные меры, чтобы максимально использовать имеющиеся ресурсы ПНГ с экономической выгодой, сопровождая процесс экологической безопасностью.

Меры, позволяющие рационализировать использование ПНГ в вышеописанной ситуации, могут выглядеть следующим образом (перечислены по мере увеличения затрат):

- ограничение добычи с H_2S и CO_2-содержащих пластов временного или постоянного характера. Данная мера повлечет за собой снижение добычи нефти, ввод новых объектов в разработку в более поздний период. Хотя, например, при сложившихся обстоятельствах в 2020 г. по ограничению добычи в результате сделки ОПЕК появилась возможность отключения скважин, сокращения добычи нефти и, соответственно, добычи попутного нефтяного газа, именно по H_2S и CO_2-продуцирующим пластам, с максимальным содержанием кислых газов;
- техническое перевооружение УПСВ, СУ, УКПН, связанное с организацией технологии сепарации попутного нефтяного газа из нефти для потоков H_2S и CO_2-содержащих пластов и с организацией сжигания только этих объемов в качестве крайней меры для обеспечения приема оставшихся объемов газа лучшего качества на ГПЗ;
- техническое перевооружение УПСВ, СУ, УКПН, связанное с организацией очистки попутного нефтяного газа от кислых газов.

Следует отметить, что механизмы полезного использования ПНГ в российском законодательстве направлены на минимизацию негативного воздействия выбросов веществ, образующихся при сжигании на факелах, на окружающую среду. При этом в добывающем АО «Самаранефтегаз» сжигание ПНГ является вынужденной временной мерой, которая применяется в силу описанных выше технологических ограничений, поскольку ПАО «НК «Роснефть» активно внедряет собственные инновационные технологии в области сокращения выбросов [1].

Описанный в статье подход к расчету содержания кислых газов позволит дополнить деятельность ПАО «НК «Роснефть» по развитию низкоуглеродного сегмента бизнеса в Самарском области путем адресного внедрения технологии очистки и рационального использования ПНГ, позволив предотвратить выброс тонн парниковых газов.

Итоги

В результате проведенных исследований создан подход, позволяющий качественно и количественно оценивать компонентный состав ПНГ, образующийся на инфраструктурном объекте системы сбора нефти и газа. Используя ряд известных исходных данных, характеризующих процесс нефтегазодобычи, предложено расчетным путем оценить содержание кислых газов в составе ПНГ. Знание концентраций и объемов кислых газов в составе ПНГ позволит в перспективе принимать максимально обоснованные решения, касающиеся экологических и экономических аспектов рационального использования ПНГ.

Выводы

Таким образом, оценив фактические показатели по добыче нефти и растворенного газа, зная перспективные уровни добычи УВ, уровни добычи и объемы H_2S и CO_2, по залежам, пластам, месторождениям и, соответственно, для каждой установки сбора, и далее поставляемых объемов на ГПЗ по газопроводам, можно выявить направления с наименьшим объемом попутного нефтяного газа, но содержащим наибольшие объемы кислых газов. Полученные расчеты и их анализ позволят регулировать поставки попутного нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы путем обоснованного отключения конкретной установки сбора от газопроводной сети. Это позволит оптимально монетизировать добычу ПНГ, максимально учитывая экономические, экологические и технологические составляющие.

Данный алгоритм позволяет выявить связь концентраций кислых компонентов с объемами добываемого газа и количественно оценить поступление H_2S и CO_2 из конкретного пласта в существующую систему сбора. Адресное выявление H_2S и CO_2-продуцирующих пластов позволит принять меры, направленные на уменьшение их вклада в

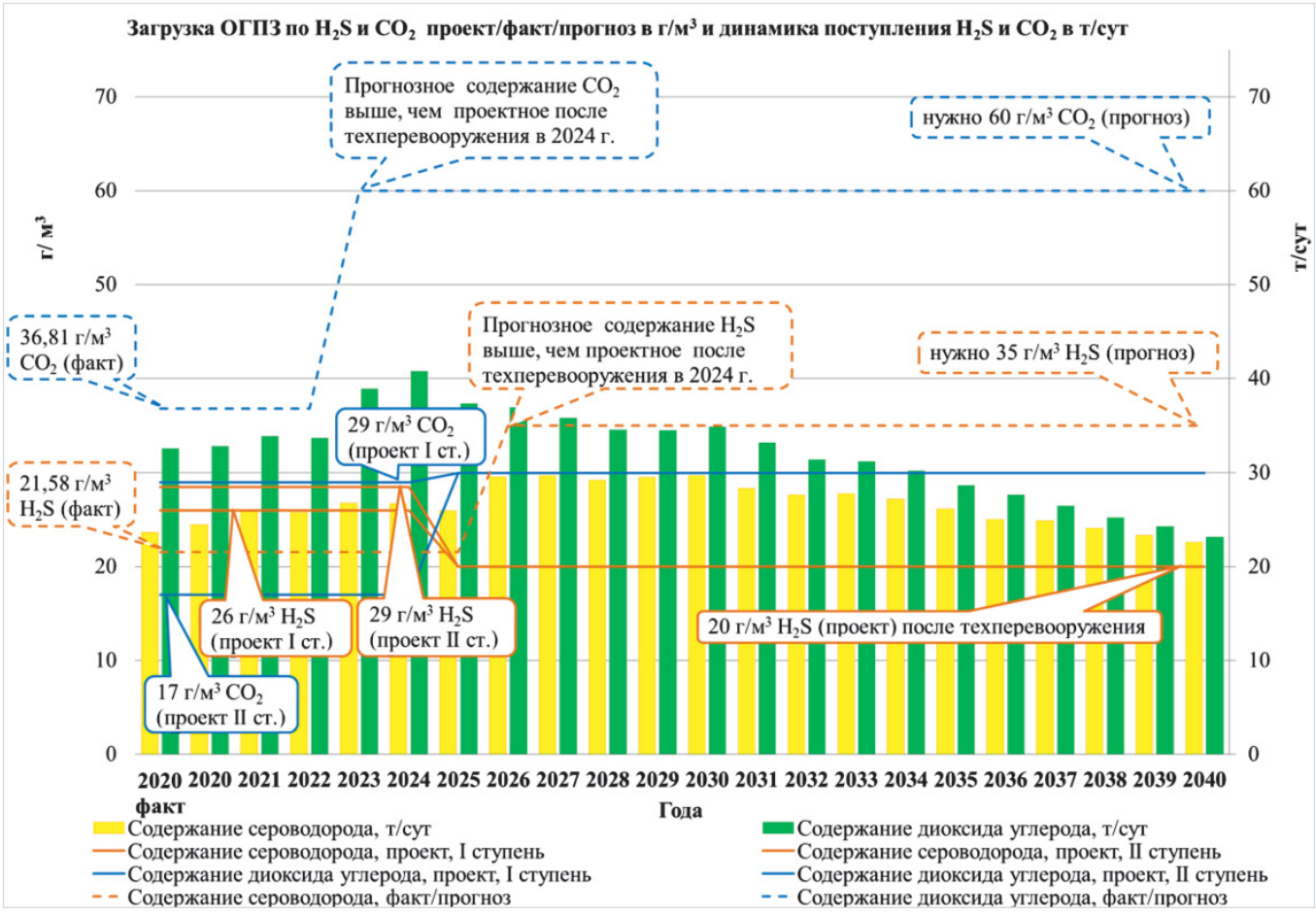


Рис. 5. Загрузка Отрадненского ГПЗ по H_2S и CO_2 и динамика поступления кислых газов на перспективу
Fig. 5. Otradnenskiy GPP H_2S and CO_2 utilization rate, and a long-term sour gas supply dynamics

общий объем ПНГ, уже на стадии добычи или подготовки, а не на стадии переработки. При этом данный подход будет являться инструментом сохранения максимально возможного уровня использования газа при существующей инфраструктуре сбора и переработки и максимально возможной добыче нефти.

Литература

1. Отчет в области устойчивого развития за 2019 г. ПАО «НК «Роснефть». 2020. Июль. 234 с. URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_CSR2019_RUS.pdf
2. Паламарчук Ю.Г. Результаты деятельности по рациональному использованию ПНГ в ПАО «Лукойл» в 2019 г. // Инженерная практика. 2020. № 8.
3. Голубева И.А., Родина Е.В. Нефтегорский и Отрадненский ГПЗ (ОАО НК «Роснефть») // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 4. С. 48–52.
4. Кожин В.Н., Базовкин А.В., Середа И.А., Амиров А.А. Адаптивная методика прогноза добычи газа и газовых факторов в условиях недостаточности замеров // Нефтепромысловое дело. 2019. № 3. С. 45–51.
5. Филиппов А.В. Компонентный состав попутного нефтяного газа // Neftegaz.ru. 2013. № 10. С. 22–26.

ENGLISH

Results

The conducted studies resulted in creating of an approach that allows evaluation the quantity and quality of the associated gas composition originated at the infrastructural facility of the oil and gas gathering system. Using a range of the common basic data describing oil and gas production process, the article suggests calculating the sour gas content in the associated gas. Knowledge of the concentrations and volumes of the sour gases in the AG will allow taking the most justified decisions regarding the environmental and economic aspects of the sustainable use of the AG.

Conclusions

Thus, having evaluated actual production performance for oil and dissolved gas, being aware of the potential HC output, H_2S and CO_2 output and volumes by deposits, formations, fields, and by each gathering facility correspondingly, volumes further supplied to the gas processing plants by the gas pipelines, it is possible to identify directions with the least volume of the associated gas containing the highest volumes of the sour gases. The calculations and their analysis will allow regulating the supplies of the associated gas to the gas processing plants by a justified shut off a certain gathering facility from the gas pipeline network. It will allow capitalizing the associated gas production in the best possible way considering economic, environmental, and technical components at a maximum level.

This algorithm allows identifying a coherence of concentration of the sour components and volumes of the produced gas, and evaluating the quantity of H_2S and CO_2 supply from a certain formation to the existing gathering system. Targeted identification of H_2S and CO_2 producing formations will allow taking measures to reduce their input to the total volume of the associated gas at the production or treatment phases rather than at the processing phase.

At that, this approach will become a tool to retain a maximum possible level of gas use at the existing gathering and processing infrastructure and a maximum possible oil production level.

References

1. Rosneft Oil Company PJSC. Sustainability Report of Rosneft, 2020, July, 234 p. URL: https://www.rosneft.com/upload/site2/document_file/Rosneft_CSR2019_ENG.pdf
2. Palamarchuk Yu.G. Results of APG rational use in PJSC “Lukoil” in 2019 SG. Inzhenernaya praktika, 2020, issue 8. (In Russ).
3. Golubeva I.A., Rodina E.V. Neftegorsky and Otradnensky Gpp (OJSC “NC “Rosneft”). Neftepererabotka i neftekhimiya, 2016, issue 4, P. 48–52. (In Russ).
4. Kozhin V.N., Bazovkin A.V., Sereda I.A., Amirov A.A. Adaptive technique for prediction of gas production and gas factors under conditions of measurements insufficiency. Oilfield engineering, 2019, issue 3, P. 45–51. (In Russ).
5. Filippov A.V. Composition of associated petroleum gas. Neftegaz.ru, 2013, issue 10, P. 22–26. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Соложенкина Елена Константиновна, главный инженер проекта, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: SologenkinaEK@samnipi.rosneft.ru

Федоткина Олеся Сергеевна, главный специалист отдела проектирования разработки, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Кожин Владимир Николаевич, генеральный директор, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Демин Сергей Валерьевич, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Гилаев Гани Гайсинович, д.т.н., профессор кафедры Нефтегазового дела Кубанского государственного технологического университета, Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия

Стародумов Виталий Валентинович, заместитель начальника управления разработки месторождений, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Середа Илья Александрович, заместитель начальника УППР и ГТМ, департамента разработки месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Solozhenkina Elena Konstantinovna, chief project engineer “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding author: SologenkinaEK@samnipi.rosneft.ru

Fedotkina Olesya Sergeevna, chief specialist of the development design department, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Kozhin Vladimir Nikolaevich, director general, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Demin Sergey Valerevich, deputy general director for geology and development, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Gilaev Gani Gaysinovich, ph.d., professor, department of oil and gas Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

Starodumov Vitaliy Valentinovich, deputy head of field development department, “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

Sereda Ilya Aleksandrovich, deputy head of reservoir performance improvement and geological and technical measures department, Rosneft Oil Company, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-62-66 УДК 621.6+539.2/6+519.2 | Научная статья

Обоснование прочностной надежности и уровня риска для линейных участков магистрального нефтепровода с учетом статистического разброса толщины стенки трубы

Голофаст С.Л.[1], **Шоцкий С.А.**[2]
[1]ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия, [2]ПАО «Транснефть», Москва, Россия
trasser@inbox.ru

Аннотация
Оценка надежности линейных участков магистральных трубопроводов выполняется на основе показателей надежности. Вероятностные модели, применяемые для вычисления данных показателей, содержат ряд параметров, которые при расчетах принимаются как случайные величины. Закономерности распределения и пределы рассеивания таких параметров оказывают значимое влияние на результаты расчета показателей надежности. Одним из параметров, который входит в вероятностные модели как детерминированная величина, но фактически имеет случайную природу, является толщина стенки трубы. В работе на примерах оценки прочностной надежности участков магистрального нефтепровода обоснована необходимость учета данного параметра в расчетных моделях как случайной величины.

Материалы и методы
Замеры фактических значений толщины стенки трубы выполнены с помощью ультразвукового толщиномера модели DM2 производства фирмы “Kräutkramer GmbH & CO” (Германия), обработка результатов замеров и расчет значений вероятности отказа выполнены на основе методов непараметрической статистики и теории надежности.

Ключевые слова
магистральный нефтепровод, линейная часть, надежность, вероятность отказа, уровень риска

Для цитирования
Голофаст С.Л., Шоцкий С.А. Обоснование прочностной надежности и уровня риска для линейных участков магистрального нефтепровода с учетом статистического разброса толщины стенки трубы // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 62–66. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-62-66

Поступила в редакцию: 29.07.2020

UDC 621.6+539.2/6+519.2 | Original Paper

Justification of resistance reliability and risk level for linear sections of the main oil pipeline according to statistical variability of the pipe wall thickness

Golofast S.L.[1], **Shockiy S.A.**[2]
[1]“Gazprom-Project” LLC, Saint-Petersburg, Russia, [2]“Transneft”, PJSC, Moscow, Russia
trasser@inbox.ru

Abstract
The strength reliability of linear sections of main pipelines is evaluated based on indicators that include the probability of failure and the safety coefficient. Probabilistic models used for calculating these indicators contain a number of parameters that are taken as random variables when calculating them. Patterns of distribution and dispersion limits of such parameters have a significant impact on the results of calculating reliability indicators. One of the parameters that is included in probabilistic models as a deterministic value, but actually has a random nature, is the thickness of the pipe wall. Based on the examples of assessing the strength reliability of sections of the main oil pipeline, the necessity of taking this parameter into account in the calculation models as a random variable is justified.

Material and methods
Measurements of the actual values of the pipe wall thickness were performed using an ultrasonic thickness gauge of the DM2 model manufactured by “Kräutkramer GmbH & CO” (Germany), processing of the measurement results and calculation of the failure probability values were performed based on the methods of nonparametric statistics and reliability theory.

Keywords
main oil pipeline, linear part, reliability, probability of failure, risk level

For citation
Golofast S.L., Shockiy S.A. Justification of resistance reliability and risk level for linear sections of the main oil pipeline according to statistical variability of the pipe wall thickness. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 62–66. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-62-66

Received: 29.07.2020

Введение
Вероятностные модели, на основе которых выполняется оценка уровня прочностной надежности участков линейной части (ЛЧ) магистральных трубопроводов (МТ), содержат параметры, которые условно можно разделить на 2 группы. К первой группе относятся параметры, которые при расчетах показателей надежности принимаются как случайные величины. Примером таких параметров являются избыточное внутреннее давление на обследуемом участке МТ, температура грунта вокруг трубопровода, силы морозного пучения, прочностные характеристики материала трубы и грунта. Во вторую группу входят параметры, которые при оценке прочностной надежности интегрируются в расчетные модели как детерминированные величины,

например, геометрические характеристики трубы, размеры коррозионных дефектов и т.д. Одним из параметров, входящих во вторую группу, является толщина стенки трубы, которая оказывает существенное влияние на величину напряжений, возникающих в трубе под воздействием внешней нагрузки. В сложившейся практике расчетов показателей надежности данный параметр принимается как детерминированная величина. Однако результаты выполняемой в процессе диагностики технического состояния ЛЧ МТ толщинометрии свидетельствуют, что фактические значения толщины стенки трубы имеют разброс по отношению к сертификационным. Причем закономерности и пределы рассеивания фактических значений данного параметра отличаются в зависимости от номенклатуры трубной продукции, ее производителя и даты выпуска. Накопленный к настоящему времени опыт решения задач по оценке уровня надежности линейных участков МТ свидетельствует, что учет в расчетных моделях не только случайной природы, но и индивидуальных закономерностей и фактических пределов рассеивания любого из значимых параметров оказывает существенное влияние на результаты расчета показателей надежности [1–4]. Вследствие этого возникает правомерный вопрос об обоснованности принятия такого параметра, как толщина стенки трубы, детерминированной величиной при расчете показателей надежности. Учитывая высокую тяжесть последствий отказа на ЛЧ, актуальной является задача повышения достоверности результатов расчета показателей, позволяющих оценить надежность и риск эксплуатации МТ. Одним из этапов решения данной задачи является исследование влияния фактических закономерностей распределения толщины стенки трубы, в случае интеграции ее в расчетные модели как случайной величины, на результаты расчета показателей надежности. Сопоставление результатов расчета, полученных для данных показателей с учетом случайной природы и детерминированного значения толщины стенки, позволит корректно обосновать целесообразность принятия данного параметра в расчетных моделях в качестве детерминированной или случайной величины и, как следствие, повысить достоверность оценки фактического уровня надежности МТ.

Табл. 1. Матрица «вероятность — тяжесть последствий»
Tab. 1. Matrix "probability – risk level"

Отказ	Частота возникновения отказа в год	Тяжесть последствий отказа			
		катастрофическая	критическая	некритическая	С пренебрежимо малыми последствиями
Частый	› 1	*A*	*A*	*A*	*C*
Вероятный	1 – 10^{-2}	*A*	*A*	*B*	*C*
Возможный	10^{-2} – 10^{-4}	*A*	*B*	*B*	*C*
Редкий	10^{-4} – 10^{-6}	*A*	*B*	*C*	*D*
Практически невероятный	‹ 10^{-6}	*B*	*C*	*C*	*D*

Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценке риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Ростехнадзора от 13.05.2015 № 188.

Буквенными индексами в таблице 1 обозначены 4 уровня риска:
«A» — риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;
«B» — риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;
«C» — риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;
«D» — риск пренебрежительно мал, анализ и принятие мер не требуется.

Теоретическая часть

К основным показателям, позволяющим выполнить количественную оценку прочностной надежности участков линейной части МТ, относятся вероятность отказа Q и коэффициент запаса прочности K. В ПАО «Газпром» разработан отраслевой Стандарт [5], регламентирующий расчет значений данных показателей, на основе которых устанавливается класс безопасности обследуемого участка и определяется стратегия его дальнейшего технического обслуживания, ремонта или реконструкции на этапе эксплуатации магистрального газопровода (МГ). Аналогичные нормативные документы, определяющие порядок расчета показателей для оценки надежности участков магистральных нефтепроводов (МН), в настоящее время отсутствуют. Один из подходов к ранжированию вида отказа участка ЛЧ МН с учетом двух аспектов критичности — вероятности (или частоты) и тяжести последствий отказа — возможен на основе представленной в таблице 1 матрицы «частота — тяжесть последствий». Пример реализации данного подхода рассмотрен в работе [6]. Соотношение рассчитанных фактических значений вероятности отказа и тяжести его последствий для обследуемого участка позволяет определить уровни риска и в конечном итоге приоритетность мер безопасности для данного участка магистрального нефтепровода.

Реализация такого подхода определяет необходимость расчета только одного из показателей надежности — вероятности отказа Q. Для его вычисления используется, например, зависимость [1, 6, 7]:

$$Q = \int_{-\infty}^{\infty} f_\sigma(\sigma)\left[\int_{\sigma}^{\infty} f_s(s)ds\right]d\sigma, \qquad (1)$$

где $f_\sigma(\sigma)$ — функция плотности распределения напряжений σ, возникающих в стенке трубы под действием случайного спектра внешней нагрузки;

$f_s(s)$ — функция плотности распределения предельных для материала трубы напряжений s, имеющих случайную природу.

Напряжения σ , возникающие в стенке трубы, связаны на основе известных функциональных зависимостей [8, 9] со следующими значимыми параметрами:

$$\sigma = \sigma(p, \Delta T, D_n, \delta, h, L, \psi), \qquad (2)$$

где p — избыточное внутреннее давление; ΔT — температурный перепад; D_n — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы; h — глубина дефекта; L — длина дефекта; ψ — коэффициент концентрации напряжений.

Из зависимости (2) следует, что если параметры, входящие в ее правую часть, имеют случайную природу, то напряжения σ также будут являться случайной величиной. При этом выборка значений σ_i, $i = \overline{1,m}$, необходимая для аппроксимации функции $f_\sigma(\sigma)$, формируется на основании выражения (2) и фактических выборок тех параметров, которые учитываются в функциональных зависимостях (2) как случайные величины.

Решение задачи аппроксимации функции плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$ напряжений σ при случайном характере изменения таких параметров, как избыточное внутреннее давление (p) и температурный перепад (ΔT), которые заданы выборками их значений (p_i , ΔT_i, $i = \overline{1,m}$, m — длина выборки), подробно рассмотрено в работах [1, 2, 10]. Опыт решения данных задач показывает, что распределения величин (p) и (ΔT), входящих в зависимость (2) и определяющих итоговую закономерность изменения напряжений σ, являются специфическими и не унимодальными [1, 2, 10], что не позволяет отнести их ни к одному из известных в теории математической статистики законов. Вследствие этого для аппроксимации функций плотности распределения вероятности применяются методы непараметрической статистики [11, 12]. Следуя одному из них, получившему название «метод аппроксимации Розенблатта — Парзена», оценка искомой функции $f_\sigma(\sigma)$ представляется в виде разложения:

$$f_\sigma(\sigma) = \frac{1}{m \cdot h \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \times \sum_{i=1}^{m} \exp\left[-0{,}5\left(\frac{\sigma - \sigma_i}{h}\right)^2\right], \qquad (3)$$

где h — параметр «размытости», определяющий гладкость получаемой оценки, значение которого определяется в результате поиска максимума информационного функционала:

$$\max_h J = \max_h \left\{\frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m} \ln\left[\frac{1}{(m-1)h} \times \sum_{j \neq i}^{m-1} \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi}} \exp\left(-0{,}5\left(\frac{\sigma_i - \sigma_j}{h}\right)^2\right)\right]\right\}. \qquad (4)$$

Отличием настоящей работы по отношению к предыдущим исследованиям [1, 2, 3, 4, 9, 10, 15] является учет при формировании выборки возникающих в стенке трубы напряжений σ_i, $i = \overline{1,m}$, необходимой для аппроксимации функции $f_\sigma(\sigma)$, не только случайной природы давления (p) и температурного перепада (δ), но и толщины стенки трубы (δ) на обследуемом участке МН. Для этого параметр (δ) задается выборкой значений δ_i, $i = \overline{1,m}$, полученной в результате толщинометрии труб, а функциональная зависимость (2) для формирования выборки

напряжений σ, возникающих в стенке трубы, будет иметь вид:

$$\sigma_i = \sigma(p_i, \Delta T, \delta_i, (D_n, h, L, \psi = const)), \quad (5)$$

В качестве предельных напряжений s при оценке прочностной надежности линейных участков МТ принимают предел текучести материала трубы σ_T. Функция плотности вероятности предельных напряжений $f_s(s)$, входящая в зависимости 1 и 2, аппроксимируется в результате статистической обработки выборки случайных значений s_j, $j = \overline{1,m}$, где $s_j = \sigma_{Tj}$ Данные выборки формируются по результатам механических испытаний образцов (m — количество испытаний), вырезанных из материала труб [13], которые применялись на этапе строительства обследуемого участка. Примеры решения данной задачи для различных трубных сталей рассмотрены в работах [1, 2, 4, 9, 14, 15].

Известные функции $f_\sigma(\sigma)$ и $f_s(s)$ позволяют на основе зависимости (1) вычислить вероятность отказа Q с учетом фактического спектра изменения предельных s и возникающих в стенке трубы σ напряжений на обследуемом участке ЛЧ МН, на основании таблицы 1 оценить для него текущий уровень риска и необходимость принятия соответствующих мер безопасности

Пример расчета

Рассмотрим пример расчета вероятности отказа Q для двух различных участков ЛЧ магистрального нефтепровода, проложенного на территории Западной Сибири и Урала. Обозначим их условно как Участок 1 и Участок 2.

Выборки значений p_i, $i = \overline{1,m}$ избыточного внутреннего давления p для каждого участка сформированы на основании данных, соответствующих 2010 г. эксплуатации МН. Гистограммы (в виде столбчатых диаграмм) плотности распределения случайных значений давления (p) и функции плотности вероятности $f_p(p)$, полученные в результате решения задачи (3)–(4) применительно к параметру p, представлены на рисунке 1.

Значения температурного перепада (ΔT) примем соответствующими нормативным, которые были заложены на этапе проектирования и приведены в соответствующей технической документации.

Расчеты показателя надежности Q для каждого из участков произведем для двух вариантов. В первом варианте толщина стенки трубы (δ) принята величиной постоянной, значение которой соответствует техническим условиям на трубную продукцию и составляет δ = 9 мм. Второй вариант расчета выполним исходя из условия, что толщина стенки трубы является случайной величиной и имеет полученную в результате измерений выборку значений δ_i, $i = \overline{1,m}$ (где m — количество замеров, выполненных с помощью толщиномера DM2). Гистограмма плотности распределения значений параметра δ и функция плотности вероятности $f_\delta(\delta)$ (рис. 2).

Для возможности корректного сопоставления результатов оценки прочностной ЛЧ МН критерием выбора принятых в примере расчета участков было условие, что они построены из труб одного сортамента. В соответствии с данными трубного журнала и схемой раскладки труб выбраны участки, при строительстве которых применялась одинаковая труба диаметром $D_н$ = 720 мм, изготовленная из стали 17ГС на Челябинском трубопрокатном заводе в 1979 г. В качестве

Табл. 2. Параметры закона Грамма — Шарлье для распределения предела текучести
Tab. 2. Parameters of the Gram-Charlier statistical law for the yield strength distribution

Марка стали	$\overline{X}$, МПа	S, МПа	γ_1	γ_2	$\sigma_{T_{min}}$ МПа	$\sigma_{T_{max}}$ МПа
17ГС	395,9	19,8	0,2036	-0,3431	345	455

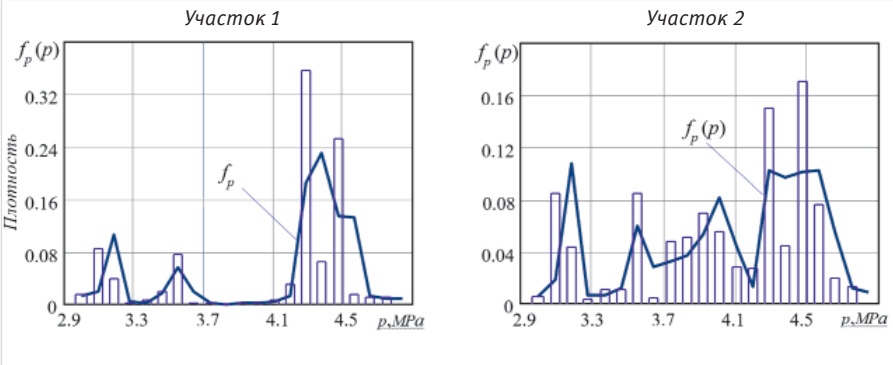


Рис. 1. Гистограмма и функция плотности $f_p(p)$ распределения избыточного внутреннего давления p
Fig. 1. The histograms and probability density functions $f_p(p)$ of excessive internal pressure p

предельных для материала трубы напряжений s примем предел текучести σ_T данной стали. Результаты механических испытаний образцов [13], вырезанных из труб, изготовленных из стали 17ГС, представлены в работах [1, 9]. Для описания распределения предельных напряжений s (предела текучести σ_T) авторами принят закон Грамма — Шарлье:

$$p_S(s) = \frac{1}{\lambda_2\sqrt{2\pi}}\exp\left[-\frac{(u_s)^2}{2}\right] \times \times\left\{1 + \frac{\lambda_1}{6}\left[(u_s)^3 - (u_s)\right] - \frac{\lambda_2}{24} \times \times\left[(u_s)^4 - 5(u_s)^2 + 3\right]\right\}, \quad (6)$$

где $u_s = \frac{s-\overline{X}}{S}$; $\overline{X}$ и S — среднее значение и среднеквадратичное отклонение случайной величины s; $\lambda_1 = \frac{1}{m\cdot S^3}\sum_{j=1}^{m}(s_j - \overline{X})^3$; $\lambda_2 = \frac{1}{m\cdot S^4}\sum_{j=1}^{m}(s_j - \overline{X})^4 - 3$ — асимметрия и эксцесс случайной величины.

Параметры $\overline{X}$, S, λ_1 и λ_2, которые входят в выражение (6), рассчитаны в работе [9] на основе полученной в результате экспериментов выборки значений $s_j = \sigma_{Tj}$, $j = \overline{1,m}$ (табл. 2).

Следует отметить, что согласно данным (табл. 2) все значения выборки предела текучести σ_T находятся в диапазоне от $\sigma_{T_{min}}$ = 345 МРа до $\sigma_{T_{max}}$ = 455 МРа, то есть распределение случайной величины σ_T фактически является усеченным как слева, так и справа. В работах [7, 14, 15] показано, что результаты расчета вероятности отказа Q при усеченных распределениях могут существенно отличаться от результатов расчета Q полученных при отсутствии ограничений к интервалу возможных значений предела текучести σ_T. Вследствие этого в каждом из принятых выше вариантов 1 и 2 расчета вероятности отказа рассмотрим по 2 расчетных случая. В первом случае при определении показателя Q будем учитывать, что ограничения к пределам изменения напряжений σ и s отсутствуют, а во втором — распределения возникающих в стенке трубы σ и предельных s напряжений являются усеченными.

Результаты расчета вероятности отказа Q для Участка 1 и соответствующие графические иллюстрации функций $f_\sigma(\sigma)$ (обозначены синим цветом) и $f_s(s)$ (обозначены красным цветом), возникающих в стенке трубы σ и предельных для ее материала s напряжений для каждого варианта и расчетного случая, представлены в таблице 3, а для Участка 2 — в таблице 4 соответственно.

Анализ полученных результатов

Анализ информации (табл. 3–4) показывает, что учет случайной природы и фактического закона распределения толщины стенки трубы δ оказывает значимое влияние на результаты расчета вероятности отказа Q. Для каждого из рассмотренных в примере участков ЛЧ МН значения показателя надежности Q, рассчитанные для Варианта 1 при условии, что параметр δ является детерминированной величиной, практически на порядок отличаются от результатов расчета для Варианта 2, когда параметр δ принят случайной величиной. Так, например, для Участка 1 в расчетном случае 1 значения данного показателя для рассматриваемых вариантов составляют $Q_{11} = 3{,}9 \times 10^{-4}$ и $Q_{12} = 2{,}92 \times 10^{-3}$ соответственно. Если обратится к матрице (табл. 1), то выявленная разница в значениях вероятности отказа позволяет констатировать возможные изменения в уровнях риска для данного участка в случае учета параметра δ случайной величиной при расчете показателя Q. К примеру, если тяжесть последствий отказа для данного участка определена как

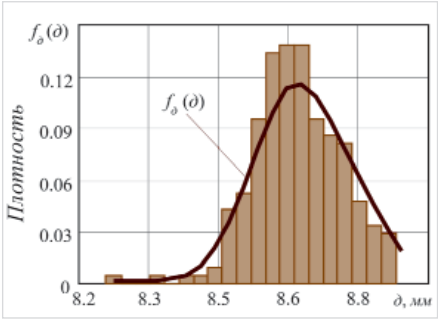


Рис. 2. Гистограмма и функция плотности $f_\delta(\delta)$ распределения толщины стенки трубы δ
Fig. 2. The histograms and probability density functions $f_\delta(\delta)$ of the pipe wall thickness distribution δ

некритическая, то в соответствии с матрицей (табл. 1) и полученными значениями Q_{11} и Q_{12} следует отметить повышение уровня риска для данного участка с уровня «C» до уровня «B». Следует отметить, что аналогичные данные о существенном различии в результатах расчета вероятности отказа Q получены в работе [16] при оценке надежности и ранжировании классов безопасности для участков линейной части магистральных газопроводов. Данный факт подтверждает необходимость учета случайной природы толщины стенки трубы при расчете показателей надежности линейных участков магистральных нефте- и газопроводов. Результаты расчетов вероятности отказа Q с учетом того, что фактические распределения возникающих в стенке трубы σ и предельных s напряжений являются усеченными исходя из физического смысла данных величин, также существенно отличаются от значений данного показателя, расчет которых выполнен при условии отсутствия ограничений на распределения случайных величин σ и s. Например, для Участка 2 в Варианте 2, когда толщина стенки принята случайной величиной, значения вероятности отказа составляют $Q_{22} = 1{,}11 \times 10^{-4}$ и $Q_{12} = 3{,}14 \times 10^{-3}$ для усеченных и не имеющих ограничений распределений соответственно. Полученная разница в значениях показателя Q на основании матрицы «вероятность — тяжесть последствий» также позволяет отметить возможное изменение уровня риска для данного участка в зависимости от принятого вида распределения случайных величин σ и s.

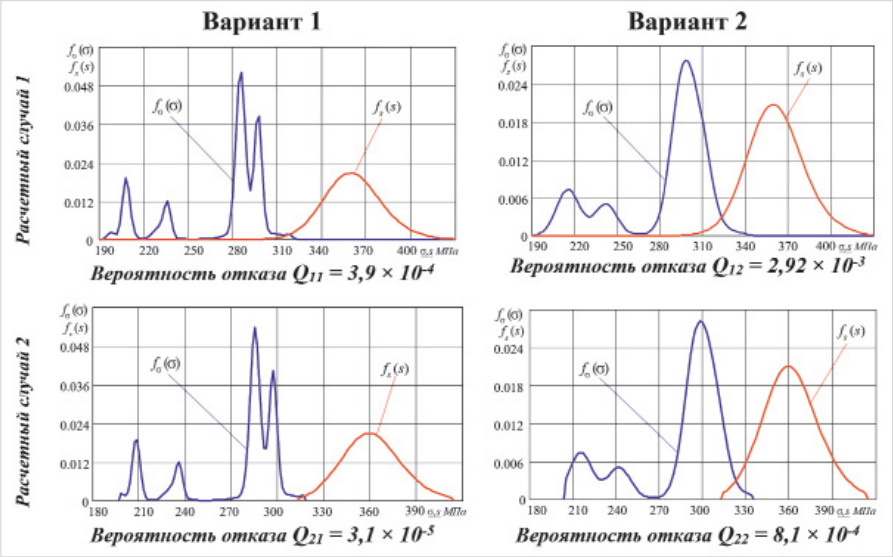


Табл. 3. Графическая иллюстрация и результаты расчета вероятности отказа Q для линейного Участка 1
Tab. 3. Graphic illustration and results of calculating the probability of failure Q for linear Section 1

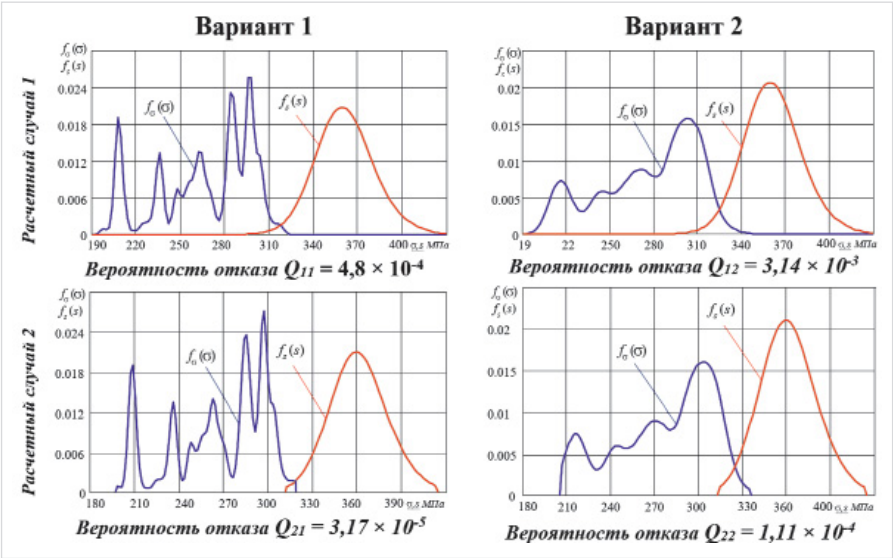


Табл. 4. Графическая иллюстрация и результаты расчета вероятности отказа Q для линейного Участка 2
Tab. 4. Graphic illustration and results of calculating the probability of failure Q for linear Section 2

Итоги

Сложившаяся на сегодняшний день практика оценки уровня прочностной надежности и риска для линейных участков магистральных трубопроводов предполагает расчет показателей надежности на основе вероятностных моделей, в которых случайными величинами принимаются только два параметра, такие как избыточное внутреннее давление и температурный перепад. Представленные в статье результаты исследований свидетельствуют, что расширение перечня этих параметров за счет включения в него еще одной случайной величины, которой является толщина стенки трубы, позволяет повысить достоверность результатов расчета показателей надежности и более корректно ранжировать уровень риска для обследуемого участка магистрального нефтепровода.

Выводы

1. Расчет вероятности отказа линейных участков магистральных нефтепроводов без учета статистического разброса значений толщины стенки трубы является необоснованным допущением. Принятие данного параметра в вероятностных моделях как детерминированной величины приводит к существенному занижению значений показателей надежности и некорректной оценке уровня риска обследуемого участка магистрального нефтепровода.
2. Фактические распределения напряжений, которые возникают в стенке трубы, а также предельных для материала трубопровода напряжений являются усеченными в силу физического смысла данных случайных величин. Вследствие этого значения вероятности отказа, рассчитанные на основе неусеченных распределений указанных величин, оказываются завышенными и не позволяют достоверно оценивать и ранжировать риски.
3. Для реализации единого подхода к оценке надежности и уровня риска линейных участков магистральных нефтепроводов требуется формирование соответствующей нормативной базы. Такая база должна не только регламентировать перечень параметров, которые при расчетах принимаются как случайные величины, но и содержать массивы значений таких параметров. Для трубной продукции к таким массивам должны относиться выборки значений геометрических и механических характеристик труб, которые применялись на этапе строительства, ремонта и реконструкции линейной части магистральных нефтепроводов.

Литература

1. Филатов А.А., Георге М.С. Влияние условий эксплуатации газопровода на показатели его прочностной надежности // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 2. С. 75–82.
2. Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса предела текучести трубной стали марки 17Г1С на прочностную надежность магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 2. С. 42–47.
3. Филатов А.А., Новоселов В.В. Влияние прочностных свойств материала трубы на вероятностные характеристики коэффициента запаса прочности в условиях эксплуатации газопровода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. № 4. С. 80–85.
4. Голофаст С.Л. Влияние фактических закономерностей распределения предела текучести стали 17Г1С на коэффициент запаса прочности участков магистрального газопровода // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 3. С. 58–64.
5. СТО Газпром 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициента запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. Введен с 14.05.2008.
6. Шоцкий С.А. Влияние величины температурного перепада на уровень риска магистрального нефтепровода

на стадии эксплуатации // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 2. С. 50–54.
7. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. № 7. С. 45–48.
8. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
9. Бирилло И.Н., Яковлев А.Я., Теплинский Ю.А., Быков И.Ю., Воронин В.Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. 168 с.
10. Голофаст С.Л., Владова А.Ю. Влияние температурного поля трассы магистрального нефтепровода на прочностную надежность линейных участков // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 11. С. 24–33.
11. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd Ed. London: Chapman & Hall, 1995, 255 p.
12. Симахин В.А. Робастные непараметрические оценки: адаптивные оценки взвешенного максимального правдоподобия в условиях статистической априорной неопределенности. Saarbrucken: Lambert Academic Publishing, 2011. 292 с.
13. ГОСТ1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение. М.: Стандартинформ, 2005.
14. Голофаст С.Л. Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 7. С. 67–72.
15. Давыдов А.Н. Сопоставление надежности линейных участков с учетом изменения свойств трубной стали 14ХГС длительно эксплуатируемых нефтепроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4. С. 103–107.
16. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистрального газопровода с учетом фактических закономерностей распределения толщины стенки трубы // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 6. С. 21–28.

ENGLISH

Results

The current practice of assessing the level of strength reliability and risk for linear sections of main pipelines involves calculating reliability indicators based on probabilistic models, in which only two parameters are taken as random variables, such as excess internal pressure and temperature difference. The research results presented in the article show that expanding the list of these parameters by including another random variable, which is the thickness of the pipe wall, allows increasing the reliability of the results of calculating reliability indicators and more correctly ranking the risk level for the surveyed section of the main oil pipeline.

Conclusions

1. Calculating the probability of failure of linear sections of oil trunk pipelines without taking into account the statistical spread of the values of the pipe wall thickness is an unsubstantiated assumption. Acceptance of this parameter in probabilistic models as a deterministic value leads to a significant underestimation of the reliability indicators and an incorrect assessment of the risk level of the surveyed section of the main oil pipeline.
2. The actual stress distributions that occur in the pipe wall, as well as the stress limits for the pipeline material, are truncated due to the physical meaning of these random variables. As a result, the failure probability values calculated on the basis of non-truncated distributions of these values are overestimated and do not allow reliable assessment and ranking of risks.
3. To implement a unified approach to assessing the reliability and risk level of linear sections of oil trunk pipelines, it is necessary to form an appropriate regulatory framework. Such a database should regulate not only the list of parameters that are accepted as random variables in calculations, but also contain arrays of values of such parameters. For pipe products, such arrays should include samples of values of geometric and mechanical characteristics of pipes that were used during the construction, repair and reconstruction of the linear part of oil trunk pipelines.

References

1. Filatov A.A., George M.S. Influence of the operating conditions of the gas pipeline on the indicators of its strength reliability. Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti, 2013, issue 2, P. 75–82. (In Russ.).
2. Golofast S.L. Effect of statistical straggling of the yield strength of 17G1S pipe steel grade on strength reliability of the main gas pipelines. Occupational Safety in Industry, 2019, issue 2, P. 42–47. (In Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2019-2-42-47
3. Filatov A.A., Novoselov V.V. Impact of strength properties of the pipe material on probabilistic characteristics of the safety factor in the conditions of gas pipeline operation. Oil and gas studies, 2014, issue 4, P. 80–85. (In Russ.).
4. Golofast S.L. The effect of the actual patterns of distribution of the yield strength of steel 17G1S on the safety factorof main gas pipeline sections. Exposition Oil Gas, 2019, issue 3, P. 58–64. (In Russ.).
5. STO Gazprom 2-2.3-184-2007. Methods for calculation and substantiation of the safety factor and the stability of the main gas pipelines at the stage of operation and maintenance. (In Russ.).
6. Shockiy S.A. Impact of temperature drop value on the risk level of main oil pipeline during the operation stage. Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, P. 50–54. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10078
7. Filatov A.A., Golofast S.L. Problems of strength reliability assessment for gas pipelines. Gas industry, 2015, issue 7, P. 45–48. (In Russ.).
8. SNiP 2.05.06–85. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005. 60 p. (In Russ.).
9. Birillo I.N., Yakovlev A.Ya., Teplinskiy Yu.A., Bykov I.Yu., Voronin V.N. Assessment of the strength resource of gas pipes with corrosion damage. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2008, 168 p. (In Russ.).
10. Golofast S.L., Vladova A.Yu. Influence of temperature field route of the oil-trunk pipeline on linear section strength reliability. Occupational Safety in Industry, 2019, issue 11, P. 24–33. (In Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-24-33
11. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd Ed. London: Chapman & Hall, 1995, 255 p.
12. Simakhin V.A. Robust nonparametric estimates: adaptive estimates of weighted maximum likelihood in the conditions of statistical a priori uncertainty. Saarbrucken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH&Co. KG, 2011. 292 p. (In Russ.).
13. GOST 1497-84. Metals. Methods of tension test. Moscow: Standartinform, 2005. (In Russ.).
14. Golofast S.L. Assessment of the effect of the mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of the main pipelines. Exposition Oil Gas, 2018, issue 7, P. 67–72. (In Russ.).
15. Davydov A.N. Comparison of linear sections reliability for the changes in the properties of pipeline steel 14HGS long maintained pipelines. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, P. 103–107. (In Russ.). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10038
16. Golofast S.L. Assessment of the main gas pipeline strength reliability considering the actual regularities of the distribution of the pipe wall thickness. Occupational Safety in Industry, 2020, issue 6, P. 21–28. (In Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2020-6-21-28

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Голофаст Сергей Леонидович, д.т.н., профессор,
ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
Для контактов: trasser@inbox.ru

Шоцкий Сергей Александрович, вице-президент,
ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Golofast Sergey Leonidovich, ph.d., professor,
“Gazprom-Project” LLC, Saint-Petersburg, Russia
Corresponding author: trasser@inbox.ru

Shockiy Sergey Aleksandrovich, vice-president, “Transneft” PJSC, Moscow, Russia

Термочехлы iSHELL

iSHELL
изоляционные оболочки

Производство качественной съемной теплоизоляции

Термочехлы
на любую арматуру

Термочехлы на
КИП с электрообогревом

Термочехлы на блок
предохранительных клапанов

ФЛАГМАН

8 (800) 555 1008
www.gkflagman.com

Подписывайтесь на нас
в Instagram @gkflagman

Современные технологии в проектировании и производстве мобильных и модульных зданий, специального и технологического оборудования

Продукция Тюменского завода мобильных зданий «ТОИР» нашла широкое применение в энергетическом комплексе, нефти и газодобывающем секторе экономики, строительстве и различных сферах малого бизнеса.

Основным видом деятельности ООО ТЗМЗ «ТОИР» является проектирование и изготовление мобильных и модульных зданий, а также специального и технологического оборудования, которые нашли применение в энергетическом комплексе, нефти и газодобывающем секторе экономики, строительстве и различных сферах малого бизнеса. Вагоны-дома, базирующиеся на колесных шасси, санях и рамах, а также мобильные здания и технологические модули различного назначения, производятся предприятием более четверти века, за которые накоплен колоссальный опыт их эксплуатации в разных уголках России. Команда «ТОИР» считается одной из самых сильных в данном направлении. В активе компании есть большое количество как стандартных, так и уникальных проектов помещений, созданных для комфортного проживания и быта людей при отсутствии коммуникаций, развитой инфраструктуры, в сложных климатических условиях. Не случайно продукцию завода приобретают для обеспечения своих производственных задач нефтегазовые, горнодобывающие и строительные компании, объекты которых часто расположены вдали от цивилизации. Мобильные модули различного назначения служат базами для геологоразведочных экспедиций. В списке реализованных заводом проектов также значатся торговые павильоны, медицинские пункты, блок-боксы для размещения всевозможного производственного и технологического оборудования, контейнеры для хранения материалов и инструмента, туалетные кабины и прочие мобильные конструкции, которые востребованы бизнесом и муниципальными структурами.

Благодаря высококвалифицированным инженерам, передовым технологиям и современному оборудованию ООО ТЗМЗ «ТОИР» имеет возможность в короткие сроки выполнять эксклюзивные заказы. В частности, речь идет об изготовлении модульных и мобильных зданий проектов ХАННА, ХЕЛЬГА и ХЬЮГО, которые являются оптимальным решением для организации бизнеса в сфере общественного питания, отличным вариантом малогабаритного жилого дома комфорт-класса и моделью современного офисного здания. Каждый из проектов проходит обязательную проверку на соответствие действующим нормативам по пожарной безопасности и санитарным требованиям. Здания обладают высокими показателями по энергоэффективности, что минимизирует затраты на поддержание в них заданного микроклимата.

Признанием высокого качества и соответствия продукции ООО ТЗМЗ «ТОИР» международным отраслевым стандартам является стабильный спрос на нее со стороны крупных игроков топливно-энергетического рынка и их подрядчиков: «Роснефть», «Weatherford», «НОВАТЭК», «Газпром», «Газпромнефть», Schlumberger, ЛУКОЙЛ. Стабильная работа завода и всесторонняя поддержка клиентов позволили заводу «ТОИР» расширить географию поставок продукции от Крыма до Сахалина.

Следуя современным тенденциям ведения бизнеса, которые предполагают оптимизацию производственных затрат, Тюменский завод мобильных зданий «ТОИР» предлагает своим клиентам программу аренды укомплектованных всем необходимым вагонов-домов. Партнеры завода по достоинству оценили возможность без ущерба сократить бюджет своих проектов, исключить расходы на хранение вагонов-домов после окончания работ на объектах.

ООО ТЗМЗ «ТОИР»
625059, г. Тюмень,
ул. Мелиораторов,
д. 1, кор. 3, стр. 9
+7 499 490-50-08
toir@toir.ru
www.toir.ru

25-28.05 2021

УФА
ВДНХ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ХИМИКОВ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ

НПА НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ АССОЦИАЦИЯ АРМАТУРОСТРОИТЕЛЕЙ

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

НАЦИОНАЛЬНАЯ АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Российский нефтегазохимический форум

Expo Rating

ufi Approved International Event

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

29 специализированная выставка

- Геофизическое направление
- Инновации газовой отрасли
- Нефтяное направление
- Газомоторное топливо
- Химия. Нефтехимия
- СПГ: производство, транспорт, распределение
- Сервисное направление
- IT – технологии в нефтегазовой отрасли, цифровизация

МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

26–29.04.2021

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

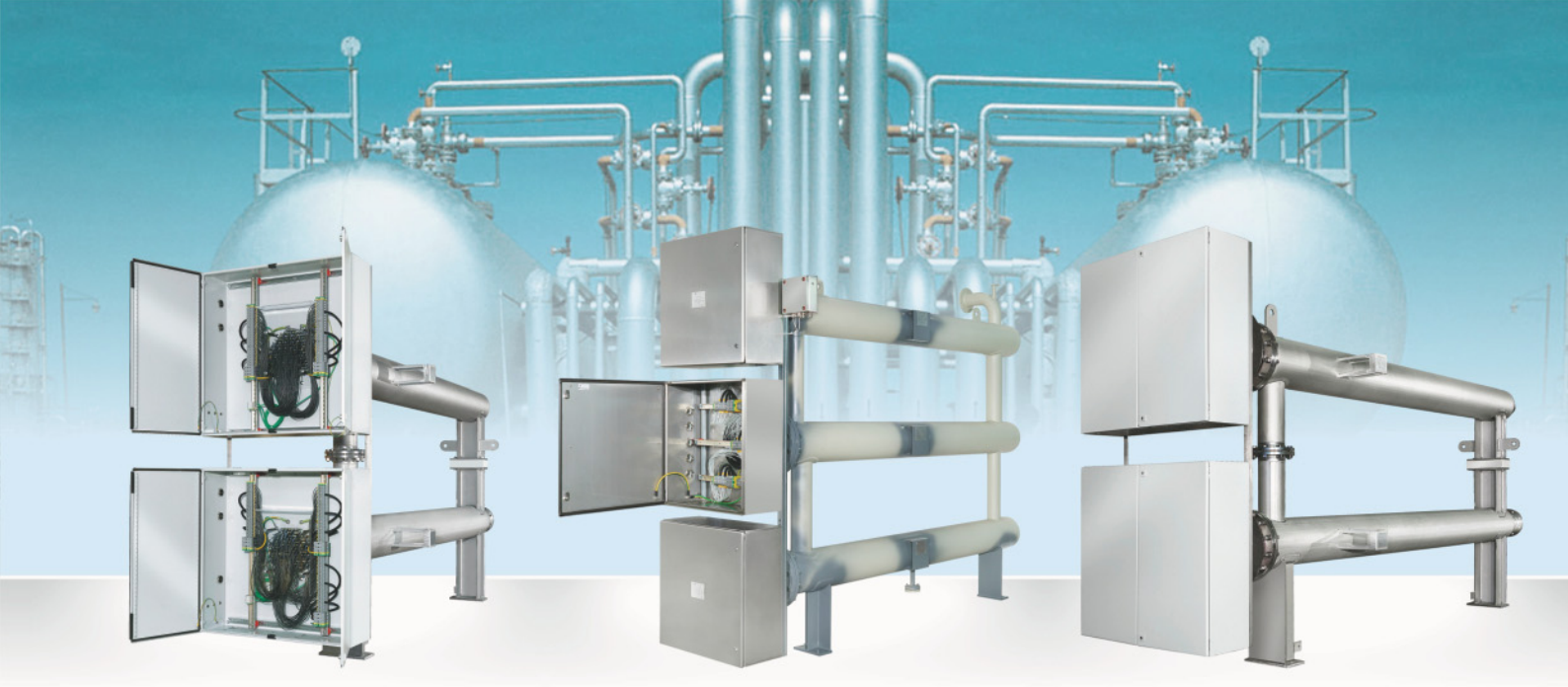
Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

VDMA Process Plant and Equipment

ЭКСПОЦЕНТР

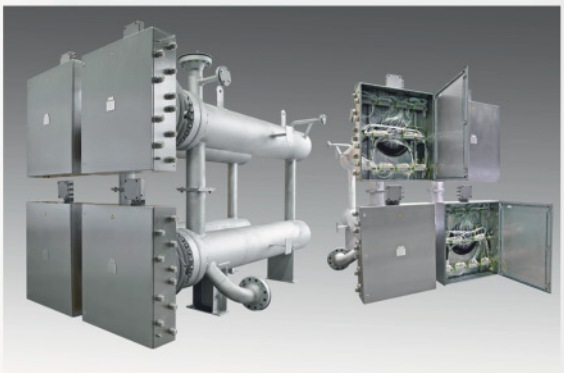
Messe Düsseldorf



elwatec
wärmetechnik

Одна из ведущих мировых фирм по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.

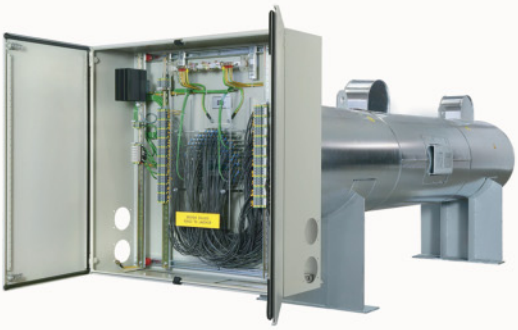
На протяжении многих лет компания «elwatec Wärmetechnik GmbH» разрабатывает и производит электрические нагреватели практически любой сложности. А также неоднократно разрабатывала специальные решения, для, казалось бы, неразрешимых проблем.



Оборудование может быть использовано как в обычных промышленных зонах, так и во взрывоопасных.

Возможности нашего оборудования достаточно обширны. Мы неоднократно производили электрические нагреватели с температурой на выходе до 1100 °C и давления до 350 бар и более. Вместе с тем, мощность (общая потребляемая мощность) нагревателей по верхнему пределу не ограничена. Мы уже многократно производили оборудование в диапазоне от 1 кВт до 10 000 кВт.

При проектировании нагревателей мы ориентируемся исключительно на потребности заказчика.



Компания сертифицирована в соответствии с ISO 9001:2015, DGRL (PED) 2014/68/EC до модуля H1, имеет свидетельство об испытании образца по требованиям ATEX и допуск на изготовление взрывозащищенной продукции в соответствии с требованиями ATEX по модулю E. Высокие стандарты качества постоянно проверяются и подтверждают путем внешнего аудита.

Нагреватели могут быть разработаны, изготовлены и испытаны в соответствии со всеми распространёнными международными проектными нормами, такими как, например, стандарт DGRL (PED), ASME VIII Div. 1, лицензия Китая и, конечно же, ГОСТ (EAC).

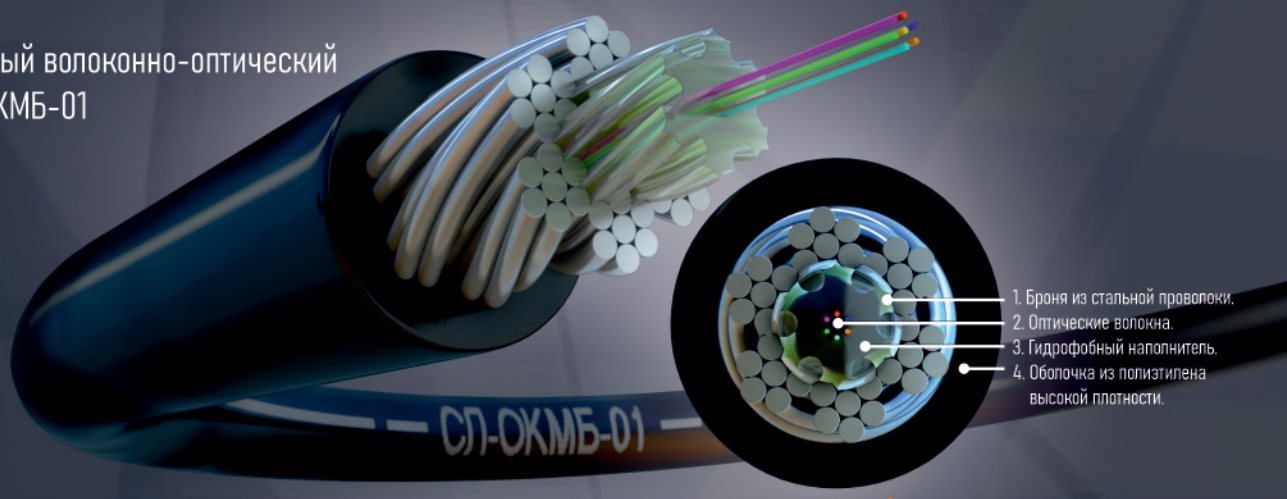
- **elwatec Wärmetechnik GmbH**
  Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany
  Tel.: +49 231 950 98 708, Mob.: +49 173 270 47 53
  noga@elwatec.com
  www.elwatec.com/ru
- **Кирилл Нога — Торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии**

СТАРЛИНК
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

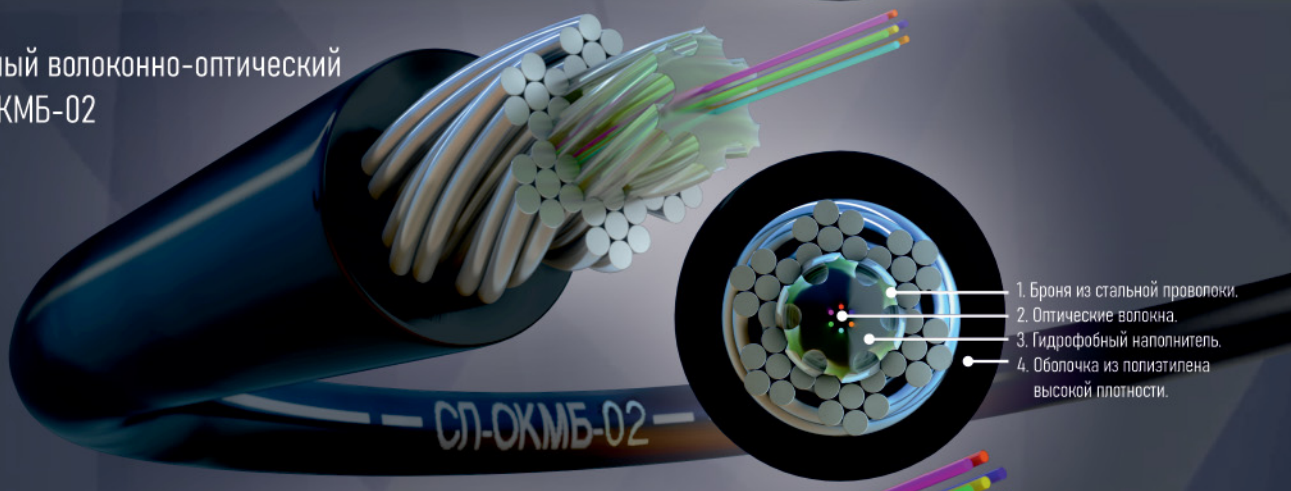
ОПТИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ-ДАТЧИКИ

для систем мониторинга нефтяных и газовых скважин, трубопроводов

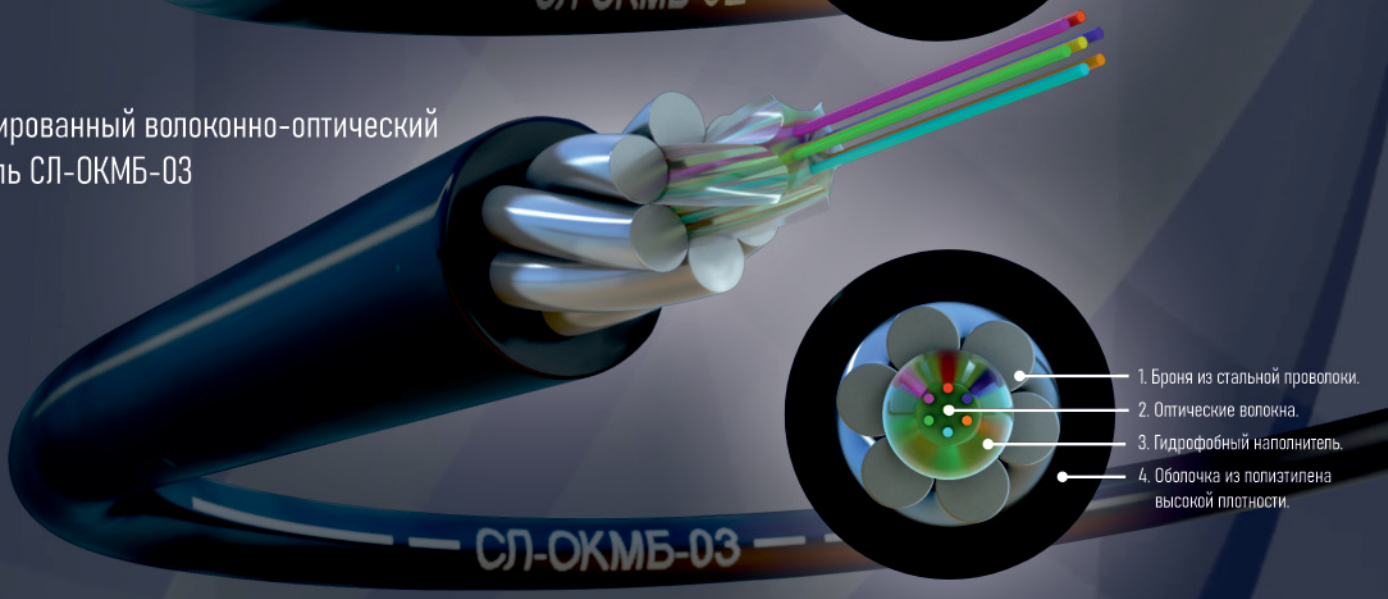
Бронированный волоконно-оптический кабель СЛ-ОКМБ-01



Бронированный волоконно-оптический кабель СЛ-ОКМБ-02



Бронированный волоконно-оптический кабель СЛ-ОКМБ-03



НПП Старлинк
+7 (495) 290-36-90

sales@cabeltov.ru
www.cabeltov.ru

Склад: Московская область, городской округ Балашиха, Новомилетское шоссе, вл. 3, корпус 9.